

Tecnologie per la produzione di energia Elettrica (1)

Le possibili tipologie di impianti per la produzione di energia elettrica sono:

- Impianti termoelettrici (alimentati con gas naturale, carbone, olio combustibile, biomasse)
- Impianti idroelettrici
- Impianti nucleari
- Impianti geotermoelettrici
- Impianti che sfruttano l'energia oceanica (il moto ondoso, le maree, le correnti marine, il gradiente di temperatura ed il gradiente di salinità del mare)
- Impianti con celle a combustibile
- Impianti solari
- Impianti eolici
 - Gli impianti termoelettrici, idroelettrici, nucleari, geotermoelettrici e quelli con celle a combustibile permettono di controllare completamente (sia in aumento che in diminuzione) la potenza erogata fino al valore massimo previsto in fase di progetto (potenza nominale / potenza installata)
 - Le centrali solari ed eoliche trasformando in energia elettrica l'energia della radiazione solare e l'energia cinetica delle masse di aria non sono in grado di controllare completamente la potenza erogata. L'unico controllo che possono eseguire, nel caso sia presente radiazione solare o vento è in diminuzione della potenza erogata

Le principali caratteristiche e lo stato dell'arte delle tecnologie per la produzione della energia elettrica vengono descritte in: *DECARBONIZZAZIONE DELL'ENERGIA ITALIANA, Il Catalogo delle tecnologie elettriche*, ENEA 2017, disponibile online

Tecnologie per la produzione di energia Elettrica (2)

$$f_c = \frac{E_a}{W_e 8760} \quad \text{fattore di carico} \qquad \eta = \frac{E_a}{E_{in}} \quad \text{rendimento}$$

- Il fattore di carico f_c di una centrale elettrica viene definito dal rapporto tra l'energia elettrica prodotta in un periodo stabilito (ad esempio un anno) (E_a) e quella che sarebbe stata prodotta nello stesso periodo se la centrale avesse funzionato alla sua potenza nominale (W_e) per tutta la durata del periodo considerato (8760 ore in un anno, E_a in kWh, W_e in kW).
 - Il fattore di carico delle centrali termoelettriche varia al variare del combustibile impiegato: 0.55÷0.75 (carbone), 0.70÷0.80 (olio combustibile), 0.75÷0.85 (gas naturale); il fattore di carico delle centrali nucleari è pari a 0.75÷0.95.
- Il rendimento η viene definito come il rapporto fra la energia elettrica prodotta e l'energia introdotta (E_{in}), in forma non elettrica.
 - Per le centrali che utilizzano combustibile fossile l'energia introdotta è rappresentata dal prodotto del potere calorifico inferiore del combustibile per la quantità di combustibile utilizzato.
 - Per le centrali idroelettriche l'energia introdotta è l'energia potenziale della massa di acqua inviata in turbina.

Capacità installata in Italia al 31.12.2019 (1)

Fonte: TERNA, Impianti di generazione

	Potenza efficiente lorda (MW)			Potenza efficiente netta (MW)		
	Produttori	Auto-produttori	Totale	Produttori	Auto-produttori	Totale
idroelettrici	22846.8	110.5	22957.3	22434.7	106.4	22541.1
termoelettrici	59227.3	5534.5	64761.8	57023.9	5325.1	62348.9
tradizionali	58414.2	5534.5	63948.7	56256.7	5325.1	61581.8
geotermoelettrici	813.1	-	813.1	767.2	-	767.2
eolici	10714.7	..	10714.8	10679.4	..	10679.4
fotovoltaici	20865.3	-	20865.3	20865.3	-	20865.3
totale	113654.2	5645.0	119299.2	111003.3	5431.5	116434.8

La **potenza efficiente** di un impianto di generazione è la massima potenza elettrica possibile per una durata di funzionamento sufficientemente lunga per la produzione esclusiva di potenza attiva, supponendo tutte le parti dell'impianto interamente in efficienza e nelle condizioni ottimali (di portata e di salto nel caso degli impianti idroelettrici e di disponibilità di combustibile e di acqua di raffreddamento nel caso degli impianti termoelettrici).

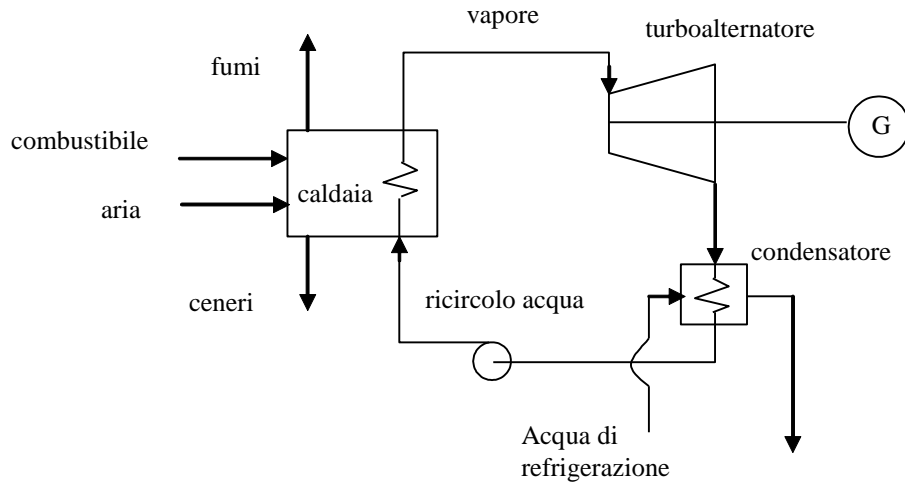
- La potenza efficiente è lorda se misurata ai morsetti dei generatori elettrici dell'impianto o netta se misurata all'uscita dello stesso, dedotta cioè la potenza assorbita dai servizi ausiliari dell'impianto e dalle perdite nei trasformatori di centrale.

Capacità installata in Italia al 31.12.2019 (2)

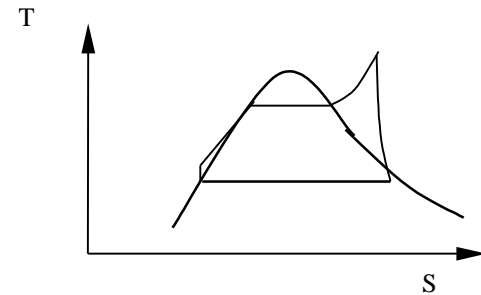
Ai sensi del Dlgs 79/99 (art, 2)

- **Produttore** e' la persona fisica o giuridica che produce energia elettrica indipendentemente dalla proprieta' dell'impianto.
- **Autoproduttore** e' la persona fisica o giuridica che produce energia elettrica e la utilizza in misura non inferiore al 70% annuo per uso proprio ovvero per uso delle societa' controllate, della societa' controllante e delle societa' controllate dalla medesima controllante, nonche' per uso dei soci delle societa' cooperative di produzione e distribuzione dell'energia elettrica di cui all'articolo 4, numero 8, della legge 6 dicembre 1962, n. 1643, degli appartenenti ai consorzi o societa' consortili costituiti per la produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili e per gli usi di fornitura autorizzati nei siti industriali anteriormente alla data di entrata in vigore del presente decreto.

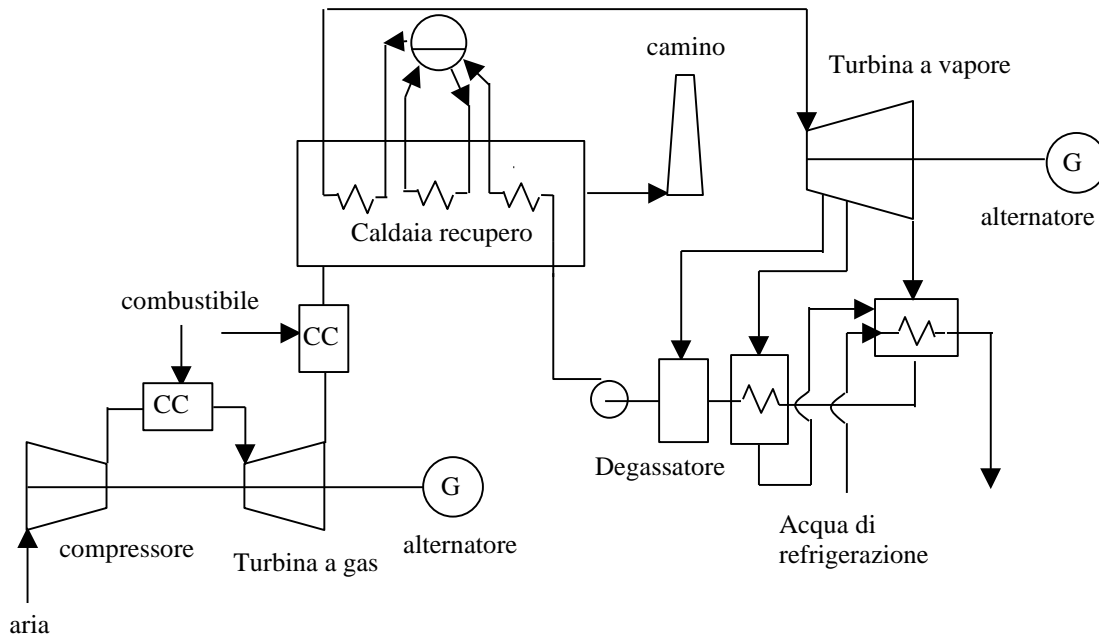
Impianti termoelettrici (1)



Schema di una centrale termoelettrica con turbina a vapore



Ciclo termodinamico (Rankine)



Schema di una centrale termoelettrica con turbina a gas e turbina a vapore (ciclo combinato). Il combustibile utilizzato è prevalentemente gas naturale

Impianti termoelettrici (2)

- Il rendimento di una centrale con turbina a vapore può raggiungere il 45% (Impianti USC (Ultra Super Critici) che utilizzano carbone come combustibile.
- Il rendimento di una centrale con turbina a gas e turbina a vapore (ciclo combinato) può raggiungere il 60 % (emissioni di CO₂: 356.5 kg/MWh con rendimento pari al 57% (DOE), 368.3 kg/MWh medio in Italia)
- Una centrale con turbina a vapore impiega alcune ore per avviarsi e collegare l'alternatore in parallelo alla rete (il tempo è minore se la centrale si deve riavviare dopo una breve sosta) e può variare la sua potenza, in condizioni normali con una velocità di qualche MW/min
- Una centrale con turbina a gas impiega meno di un'ora per avviarsi , collegare l'alternatore in parallelo alla rete, e raggiungere la potenza nominale.
- Una centrale con ciclo combinato impiega alcune ore per avviarsi e collegare l'alternatore in parallelo alla rete e può variare la sua potenza con una velocità che può superare i 10 MW/min
- Le centrali con ciclo combinato si prestano e sono molto utilizzate in ambito industriale, con taglie medio-piccole, per la produzione di energia elettrica e calore (CHP: Combined Heat Power). La produzione combinata di energia elettrica e calore risulta vantaggiosa, in termini di rendimento, rispetto alla produzione delle singole forme di energia, separatamente.

Impianti termoelettrici (3)

➤ Definizione di biomassa contenuta nella direttiva 2001/77 del Parlamento Europeo: “la parte biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui provenienti dall’agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali) e dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani”;

La biomassa può essere direttamente usata come combustibile (legno) oppure può essere trattata per produrre un biocombustibile:

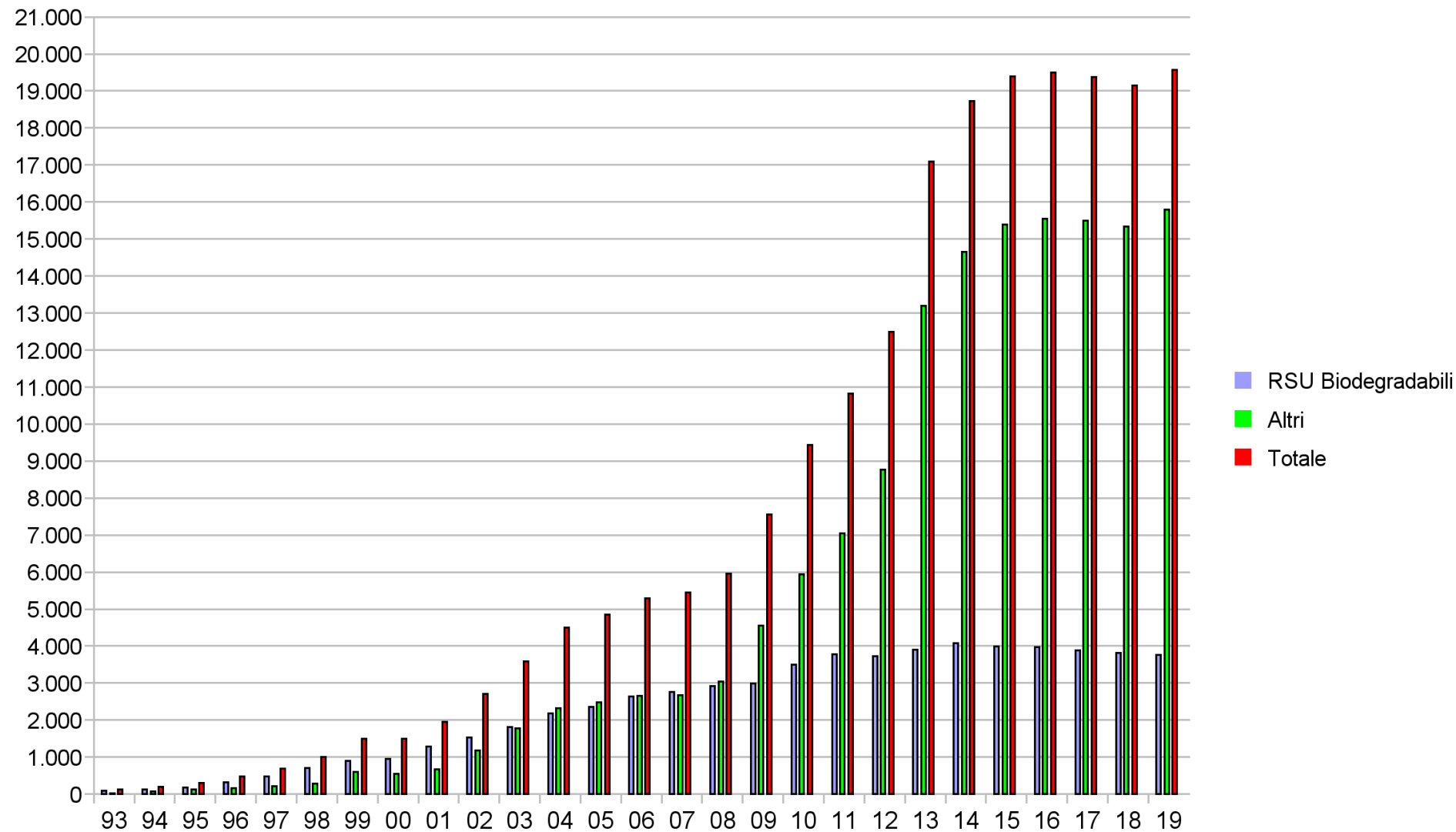
- Produzione di combustibile liquido (biodiesel)
- Produzione di combustibile gassoso mediante processi termochimici
- Produzione di combustibile gassoso mediante processi biochimici (digestione anaerobica, fermentazione alcolica)

Ai fini della produzione di energia elettrica una delle tecnologie più efficienti è quella della produzione di biogas, costituito principalmente da metano (circa il 50-60%) con un elevato potere calorifico (4000-5000 kcal/Nm³) ottenuto dal trattamento dei rifiuti mediante un processo di digestione anaerobica; il biogas ottenuto può essere efficientemente utilizzato in impianti di cogenerazione. Il fango digerito può inoltre subire un trattamento aerobico per produrre un residuo stabilizzato impiegabile come ammendante organico in agricoltura o per ripristini ambientali.

Produzione lorda degli impianti da bioenergie in Italia

GWh

Fonte: TERNA, produzione



Impianti idroelettrici (1)

Gli impianti idroelettrici sono solitamente divisi in due categorie:

- impianti a deflusso regolato (a bacino o serbatoio) dotati di un serbatoio, naturale o artificiale, che permette di regolare il flusso dell'acqua e quindi la produzione di elettricità;
- impianti ad acqua fluente, costruiti su corsi d'acqua, senza grandi serbatoi di accumulo, per i quali la produzione di energia elettrica dipende dalla portata del corso d'acqua.

La durata di invaso di un serbatoio è il tempo necessario per fornire al serbatoio stesso un volume d'acqua pari alla sua capacità utile con la portata media annua dei corsi d'acqua che in esso si riversano, escludendo gli eventuali apporti da pompaggio.

Sulla base della durata di invaso, gli impianti idroelettrici vengono classificati in tre categorie:

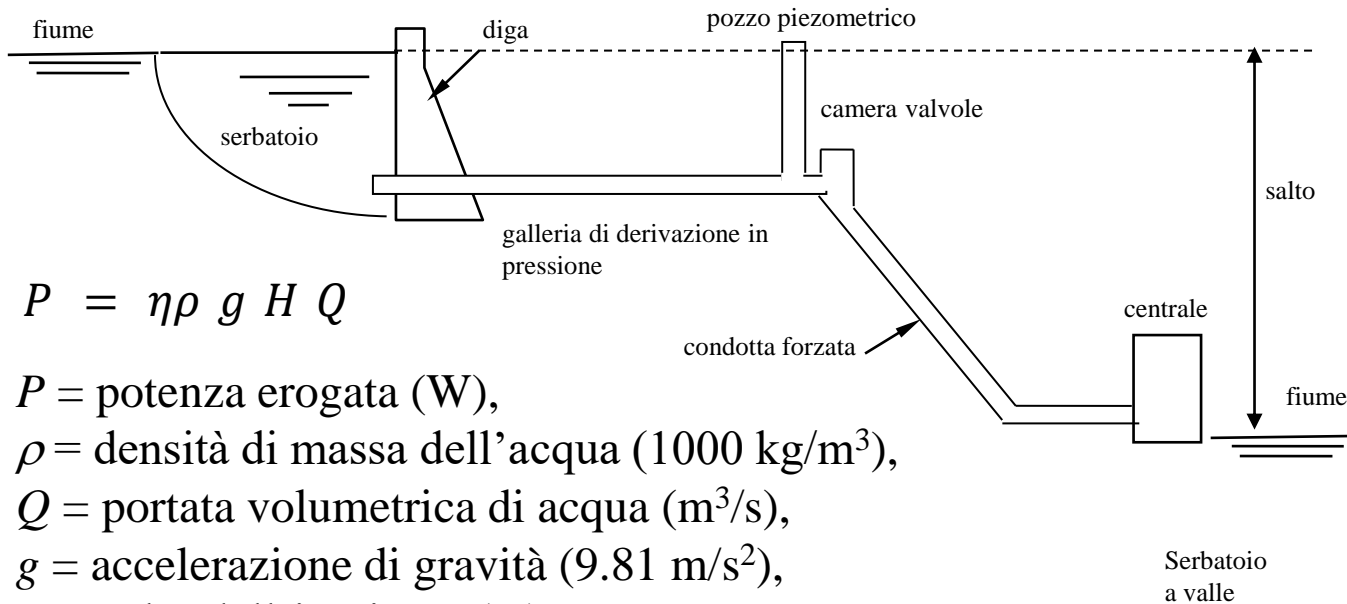
- impianti a serbatoio: quelli che hanno un serbatoio con durata di invaso maggiore o uguale a 400 ore (serbatoi di regolazione stagionale)
- impianti a bacino: quelli che hanno un serbatoio con durata di invaso minore di 400 ore e maggiore di 2 ore (serbatoi di regolazione settimanale o giornaliera).
- impianti ad acqua fluente: quelli che non hanno serbatoio o hanno un serbatoio con durata di invaso uguale o minore di due ore.

Impianti idroelettrici (2)

Gli impianti idroelettrici vengono inoltre classificati al variare della potenza elettrica che sono in grado di generare

- Impianti idroelettrici micro: potenza inferiore a 100 kW
 - Impianti idroelettrici mini: potenza compresa tra 100 kW a 1 MW
 - Impianti idroelettrici piccoli: potenza compresa tra 1 MW a 10 MW
 - Impianti idroelettrici medi: potenza compresa tra 10MW e 100 MW
 - Impianti idroelettrici grandi: potenza superiore a 100 MW
-
- Le centrali idroelettriche di potenza $P > 10$ MW sono impianti a deflusso regolato e sono collegate alla rete in AT
 - Le centrali idroelettriche di piccola potenza sono impianti ad acqua fluente e sono collegate alla rete in BT o MT.

Impianti idroelettrici (3) – impianti a serbatoio



La galleria di derivazione non è presente quando la centrale si trova ai piedi della diga.

$$P = \eta \rho g H Q$$

P = potenza erogata (W),

ρ = densità di massa dell'acqua (1000 kg/m^3),

Q = portata volumetrica di acqua (m^3/s),

g = accelerazione di gravità (9.81 m/s^2),

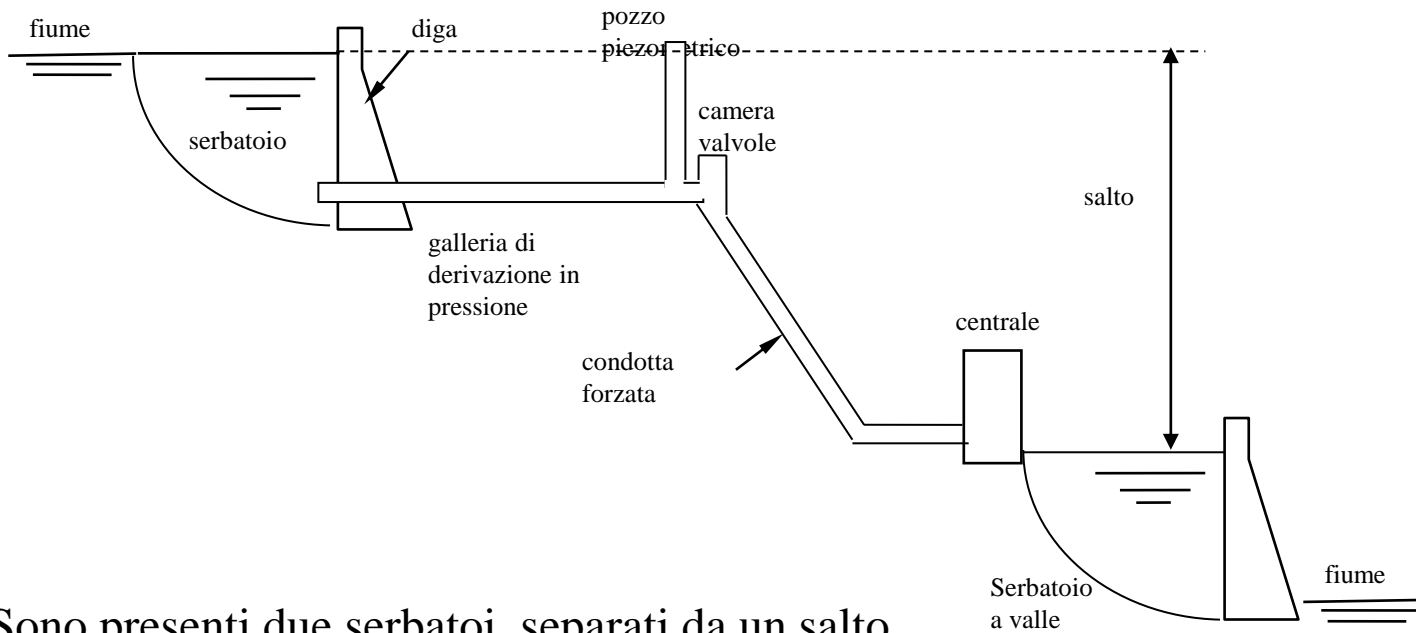
H = salto dell'impianto (m),

η = rendimento; prodotto dei rendimenti idraulico (condotta), meccanico (turbina) ed elettrico (alternatore).

Ad ogni metro di salto corrisponde una energia potenziale idraulica ($\eta \rho g$) di circa 8.4 kJ/m^3 .

- Nella centrale sono presenti una o più turbine idrauliche (di tipo Pelton, Francis, Kaplan, a seconda del salto della centrale, elevato, medio, piccolo) alle quali sono collegati degli alternatori
- Il rendimento di una turbina idraulica-generatore si attesta attorno a 0.8-0.85 con una vita utile tra 40 e 80 anni.

Impianti idroelettrici (4) - impianti di pompaggio



- Sono presenti due serbatoi, separati da un salto.
 - Nella centrale situata in prossimità del serbatoio a valle è presente un gruppo (o due gruppi distinti) che può funzionare da turbina-generatore o da motore-pompa,
 - Durante le ore del giorno, in corrispondenza della maggiore richiesta di potenza dalla rete, si può fare funzionare l'impianto come turbina generatore utilizzando una portata maggiore della portata media giornaliera del fiume che alimenta il bacino superiore; in questo modo, durante le ore del giorno, il livello del bacino superiore si riduce e si produce energia elettrica.
 - Durante la notte, in corrispondenza della minore richiesta di potenza dalla rete si può fare funzionare l'impianto come motore-pompa, assorbendo energia dalla rete e ristabilendo il livello del bacino superiore.
- Gli impianti di pompaggio svolgono la funzione di **accumulo** della energia elettrica

Impianti idroelettrici (5) - impianti di pompaggio

- L'efficienza del ciclo di pompaggio/generazione è superiore all'80%. I tempi di vita tecnica degli impianti di pompaggio sono quelli tipici degli impianti idroelettrici tradizionali (40-80 anni).
 - Gli impianti in cui le pompe sono collegate allo stesso bacino in cui scaricano le turbine vengono detti **impianti di pompaggio puro / misto** (se gli apporti naturali che alimentano il serbatoio superiore sono in media inferiori / superiori al 5% del volume d'acqua mediamente turbinata in un anno)
 - Negli impianti con stazioni di **pompaggio di gronda**, le pompe sono collegate ad un serbatoio inferiore fisicamente distinto da quello in cui scaricano le turbine. In questo caso non si possono avere cicli di pompaggio e le pompe, che possono essere installate nello stesso edificio della centrale di produzione o in un altro diverso, hanno il solo scopo di sollevare nel serbatoio superiore gli apporti captati dal serbatoio che le alimenta. Il pompaggio effettuato con questi impianti è definito "pompaggio di gronda";

Impianti idroelettrici (5)

- Gli impianti idroelettrici a bacino o serbatoio hanno un forte impatto ambientale, dovuto alla modificazione del territorio (sottrazione di suolo alle attività umane) e del clima della regione in cui viene creato il bacino artificiale.
- In molti Paesi, come l'Italia, i siti sfruttabili per creare bacini artificiali sono praticamente esauriti e ricevono sempre più interesse impianti ad acqua fluente di potenza ridotta ma con impatto ambientale e costi limitati
 - Very Low Head (VLH), impianto adatto allo sfruttamento di salti bassissimi a costi vantaggiosi, con un impatto paesaggistico molto ridotto. Presenta un sistema di ancoraggio (“effetto diga”) che riduce al minimo le opere civili. Può produrre da un minimo di 100 kW fino ad un massimo di circa 500 kW con salti da 1.4 a 3.2 m e portate da 3 a 26 m³/s.



Impianti idroelettrici (6)



Fonte: *DECARBONIZZAZIONE DELL'ENERGIA ITALIANA, II*
Catalogo delle tecnologie elettriche,
ENEA 2017

- Con la "vite idraulica" (Archimedes screw) si possono realizzare impianti idroelettrici fino a 500 kW, con impatto ambientale ridotto, che sfruttano un salto compreso fra 1 e 6 metri e portate fra 1.5 e 6 m³/s. La turbina, con diametro fino a 3.5 m funziona con una velocità compresa tra 20 e 50 giri/m

- Gli impianti idroelettrici possono anche essere inseriti in un canale o in una condotta per approvvigionamento idrico; l'acqua potabile di una rete acquedottistica urbana è addotta da un serbatoio di testa mediante condotte in pressione; gli impianti idroelettrici sostituiscono le strutture di laminazione utilizzate per ridurre l'eccessiva pressione dell'acqua, senza impatti ambientali e recuperando energia che altrimenti andrebbe persa.

- Tutti gli impianti idroelettrici a deflusso regolato utilizzano un generatore sincrono direttamente collegato alla rete
- Gli impianti idroelettrici ad acqua fluente possono utilizzare un generatore asincrono direttamente collegato alla rete o connesso alla rete mediante un convertitore; in questo ultimo caso sono in grado di funzionare a velocità variabile, massimizzando il rendimento della turbina al variare del flusso di acqua

Impianti idroelettrici (6)

Produzione lorda di energia idroelettrica (GWh) in Italia nel 2019

	Da apporti naturali	Pompaggio				Totale
		gronda	puro	misto	Totale	
Impianti a serbatoio	111267.5	18.7	1447.6	350.2	1816.5	13084.0
Impianti a bacino	13305.2	17.5	-	-	17.5	13322.7
Impianti ad acqua fluente	21745.8	1.0	-	-	1.0	21746.8
Totale	46318.5	37.2	1447.6	350.2	1835.0	48153.5

Produzione lorda di energia elettrica in Italia nel 2019 = **293853.2 GWh**

Fonte: TERNA, Produzione

Impianti idroelettrici (7)

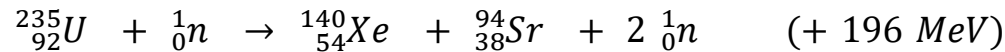
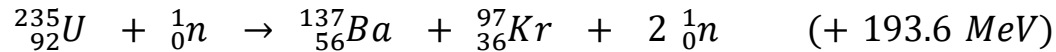
Potenza efficiente lorda degli impianti idroelettrici in Italia al 31 dicembre 2019

Classe di potenza efficiente lorda (MW)	Numero impianti	Potenza efficiente lorda della classe (MW)
$200 < P$	18	8263.0
$100 < P \leq 200$	24	3286.6
$50 < P \leq 100$	31	2116.4
$30 < P \leq 50$	65	2554.9
$20 < P \leq 30$	55	1400.5
$10 < P \leq 20$	122	1768.4
$5 < P \leq 10$	147	1060.0
$1 < P \leq 5$	760	1655.8
≤ 1	3179	851.8
Totale	4401	22957.3

Fonte: TERNA, Impianti di generazione

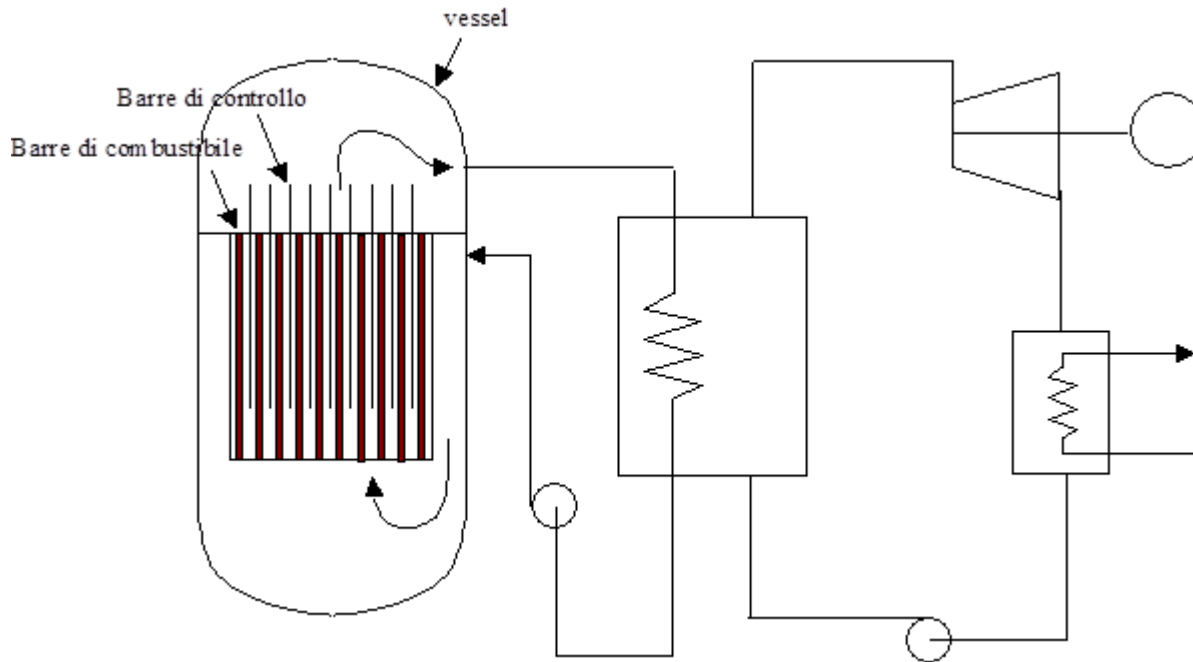
Centrali nucleari (1)

Le centrali nucleari attualmente in esercizio usano come combustibile un isotopo dell'uranio di cui viene prodotta la fissione ad opera di neutroni «termici» (in equilibrio termico con il combustibile (energia $< 1 \text{ eV} = 1.602 \cdot 10^{-19} \text{ J}$).



- A regime, in media, per ogni reazione di fissione, uno dei neutroni prodotti rallenta urtando le molecole del moderatore (ad esempio acqua) e produce una nuova reazione di fissione (reazione a catena).
- I prodotti della fissione sono radioattivi: decadono spontaneamente emettendo particelle α (nuclei di He), elettroni (raggi β), fotoni (raggi γ) e neutroni.
- In media la fissione del nucleo di U^{235} fornisce 193 MeV di energia disponibile come energia cinetica dei prodotti della fissione + 7 MeV di energia ceduta dai prodotti stessi della fissione a causa del decadimento radioattivo e dalla energia sviluppata da reazioni secondarie provocate dai neutroni che non partecipano al sostentamento della reazione a catena. In totale si può ritenere che ogni reazione di fissione fornisca una energia di 200 MeV (Per fare funzionare per un anno una centrale nucleo-termoelettrica da 1000 Mwe è necessario fissionare nel reattore 1163 kg di U^{235})
- La percentuale dell'isotopo U^{235} nell'uranio naturale è pari a 0.715 %. La restante parte è costituita dall'isotopo U^{238} che non è fissile alle energie dei neutroni termici. E' quindi necessario arricchire l'uranio naturale con U^{235} per ottenere il combustibile.

Centrali nucleari (2)



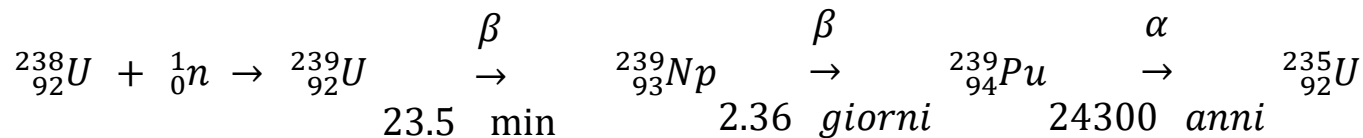
Schema di una centrale nucleare del tipo PWR (Pressurized Water Reactor)

- La centrale nucleare del tipo PWR, per quanto riguarda la parte convenzionale della produzione della energia elettrica, è del tutto simile ad una centrale termoelettrica con turbina a vapore.
- Le centrali nucleari sono indicate per un uso continuativo (il combustibile viene ricaricato, sotto forma di barre una volta all'anno e la variazione di potenza si ottiene variando la posizione delle barre di controllo che assorbendo neutroni interrompono la reazione a catena)

Centrali nucleari (3)

- Le centrali nucleari non contribuiscono all'effetto serra non immettendo in atmosfera nessun gas di scarico.
- Le centrali nucleari attuali che sfruttano le reazioni di fissione presentano un problema di gestione delle scorie ed un problema di sicurezza.

Al termine del ciclo di vita il combustibile nucleare contiene elementi radioattivi con tempo di dimezzamento (il tempo necessario affinché una certa quantità di materiale radioattivo, decadendo, si dimezzi) estremamente lungo.

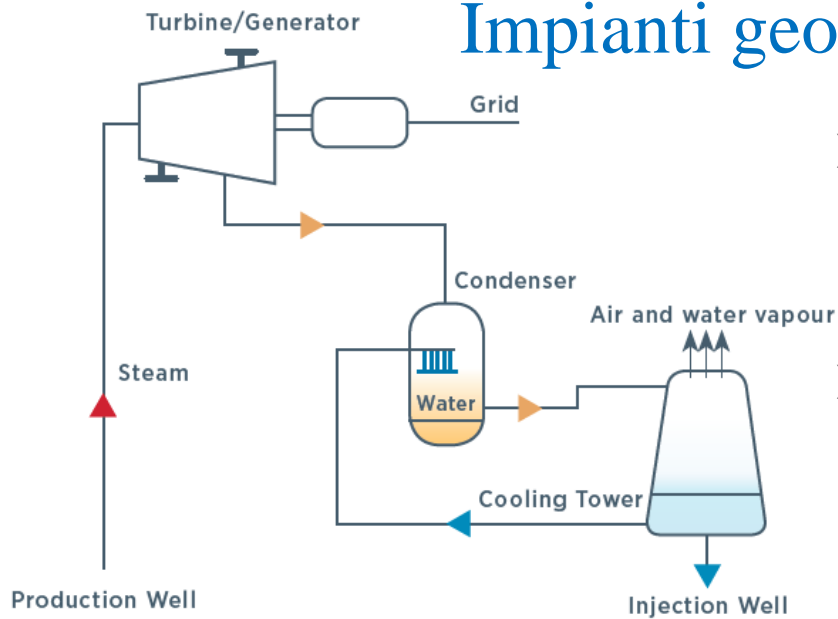


In attesa di realizzare impianti nucleari che utilizzano le scorie radioattive come combustibile, le scorie stesse vanno conservate in luoghi «sicuri» per migliaia di anni

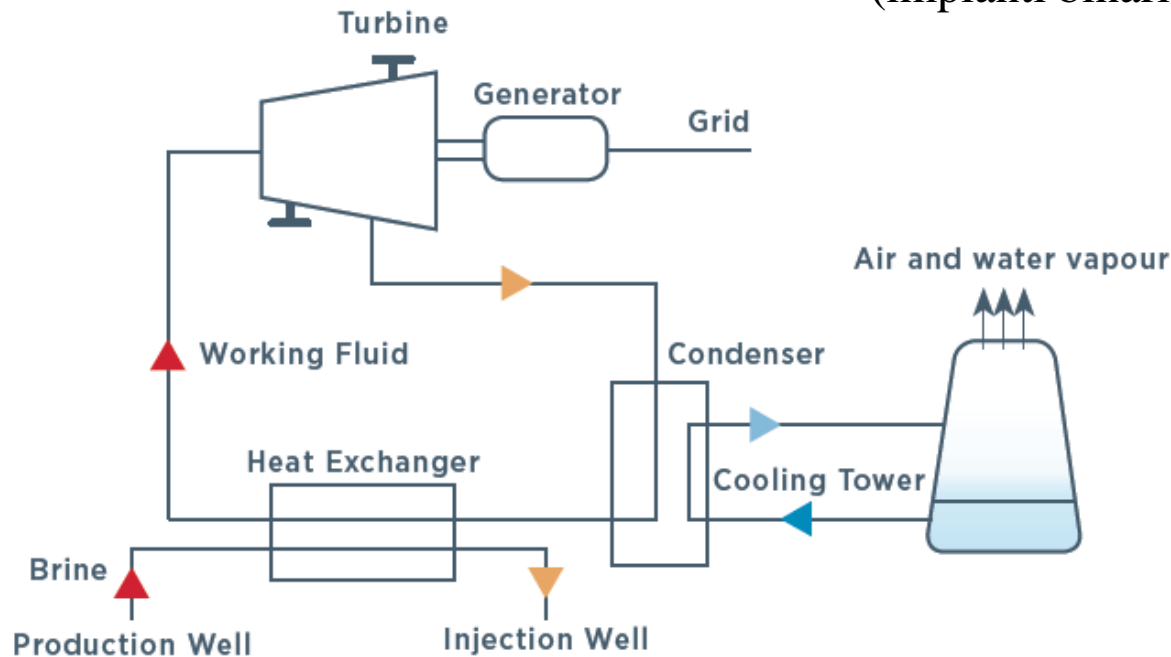
La quantità di materiale radioattivo nella centrale è elevata ed in caso di malfunzionamento del sistema di contenimento può provocare ingentissimi danni all'ambiente.

- Una centrale nucleare che sfrutti la reazione di fusione dell'idrogeno e del trizio non presenterebbe problemi di sicurezza e di smaltimento delle scorie (progetto ITER/DEMO)

Impianti geotermoelettrici (1)



- Gli impianti geotermoelettrici utilizzano i sistemi idrotermali, ovvero fluidi caldi provenienti da falde sotterranee a profondità variabili da pochi metri a diversi chilometri di profondità.
- Se la temperatura del fluido geotermico è sufficientemente elevata il fluido geotermico stesso viene utilizzato come fluido operatore nella turbina a vapore, altrimenti si utilizza, per la produzione di energia elettrica un ciclo chiuso (impianti binari)



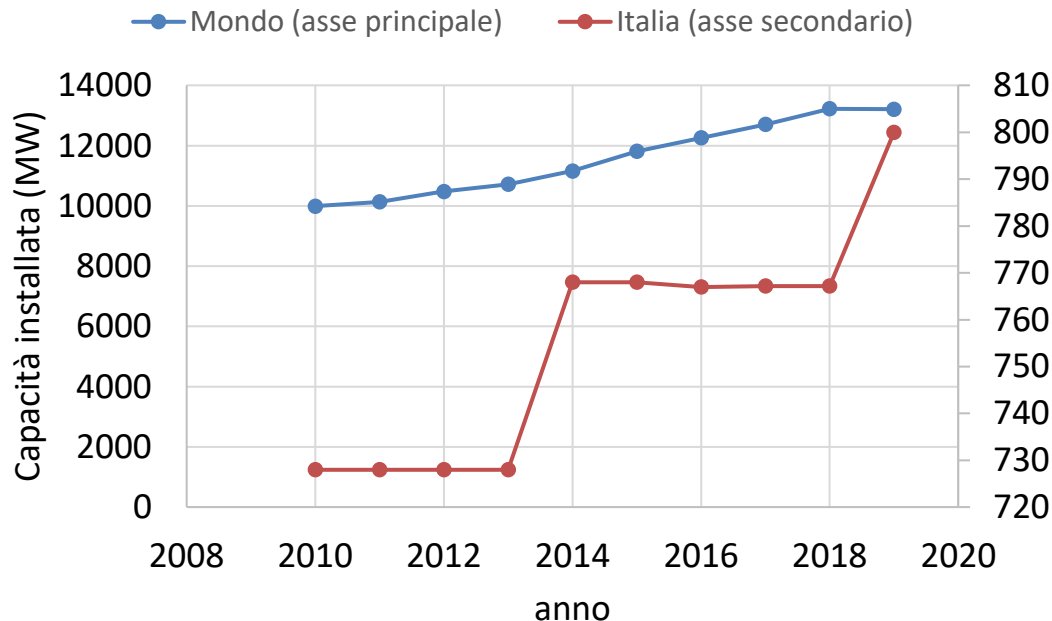
The International Renewable Energy Agency (IRENA) is an intergovernmental organisation that supports countries in their transition to a sustainable energy future.

Impianti geotermoelettrici (2)

L'impatto ambientale degli impianti geotermoelettrici è legato principalmente alle opera di prelievo ed immissione del fluido idrotermale:

- occupazione del suolo ed impatto visivo,
- possibili immissioni non volute di agenti che possono inquinare le falde acquifere,
- si può modificare la pressione dei serbatoi idrotermali con conseguente manifestarsi di fenomeni di subsidenza
- i fluidi idrotermali ad elevata temperatura possono contenere CO₂ e CH₄ che possono essere emessi in atmosfera

Capacità geotermoelettrica installata



- Nel mondo la capacità installata al 31/12/2019 era di 13209 MW, l'energia elettrica prodotta nel 2018 è stata di 88408 GWh.
- L'Italia è stata il primo paese al mondo a realizzare un impianto geotermoelettrico, la capacità installata al 31/12/2019 era di 800 MW, l'energia elettrica prodotta nel 2018 è stata di 6105.4 GWh.

Impianti che sfruttano l'energia oceanica

E' possibile produrre energia elettrica sfruttando il moto delle masse d'acqua nel mare e negli oceani. In particolare si distinguono:

- Impianti che sfruttano il moto ondoso (stima della energia disponibile compresa tra 8000 e 80000 TWh)
- Impianti che sfruttano le maree (stima della energia disponibile 800 TWh)
- Impianti che sfruttano le correnti marine
- E' inoltre possibile produrre energia elettrica con:
 - Impianti che sfruttano il gradiente di temperatura (a partire da un valore minimo di 20 °C) che esiste fra l'acqua che si trova in superficie e quella che si trova in profondità (OTEG Ocean Thermo-Electric Generator; OTEC Ocean thermal Energy Conversion). (stima della energia disponibile tra 1000 e 87600 TWh)
 - Impianti che sfruttano il moto prodotto dal gradiente di salinità fra l'acqua di mare e l'acqua di fiume (stima della energia disponibile 2000 TWh)

Il potenziale energetico nei mari e negli oceani del pianeta è stimato pari ad alcune volte il fabbisogno elettrico globale, ma la tecnologia per poterlo sfruttare risulta particolarmente complicata per le difficoltà ambientali e per la bassa densità energetica della risorsa.

- L'Europa è all'avanguardia nello sviluppo della tecnologia.
- Il potenziale energetico del moto ondoso nelle coste italiane è molto vario, presentando i suoi massimi valori nella costa occidentale della Sardegna (12 kW/m circa) e sud della Sicilia (5,5 kW/m circa) e le installazioni di dispositivi di generazione elettrica che sfruttano il moto ondoso e le correnti di marea in Italia sono state di tipo prototipale, senza avere raggiunto ancora carattere di generazione consistente immessa in rete.

Impianti che sfruttano il moto ondoso (1)

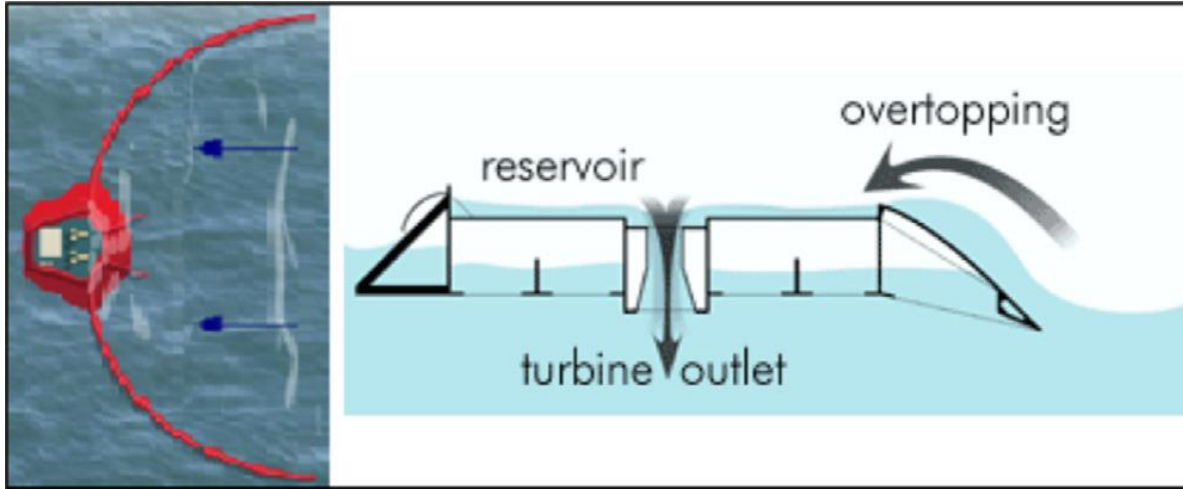
- Il moto ondoso è provocato dalle azioni del vento sulla superficie del mare ed ha sia una componente verticale che orizzontale (l'altezza delle onde può raggiungere 2-3 m in prossimità della costa ma può essere di diversi metri in mare aperto) .
- I dispositivi che sfruttano il moto ondoso per produrre energia elettrica (WEC: Wave Energy Converter) sono costituiti da un dispositivo meccanico che permette di trasformare il moto ondoso in moto di rotazione o traslazione della parte mobile di un generatore elettrico.

Sono stati proposti e vengono studiati dispositivi che utilizzano diverse principi di funzionamento (<http://www.emec.org.uk/marine-energy/wave-devices>) tra cui:

- Dispositivi OWC (oscillating water column), che utilizzano colonne di acqua in comunicazione con il mare al di sotto della superficie libera ed in cui viene sfruttata l'oscillazione dell'altezza della colonna prodotta dal moto ondoso.
- Dispositivi che utilizzano le differenze di pressione legate al moto ondoso.
- Dispositivi galleggianti che utilizzano il moto relativo tra due parti del dispositivo prodotto dal moto ondoso.
- Dispositivi che sfruttano la capacità delle onde di superare le barriere (overtopping).
- Dispositivi che sfruttano il moto relativo tra un galleggiante ed una base ancorata al fondale marino.

Impianti che sfruttano il moto ondoso (2)

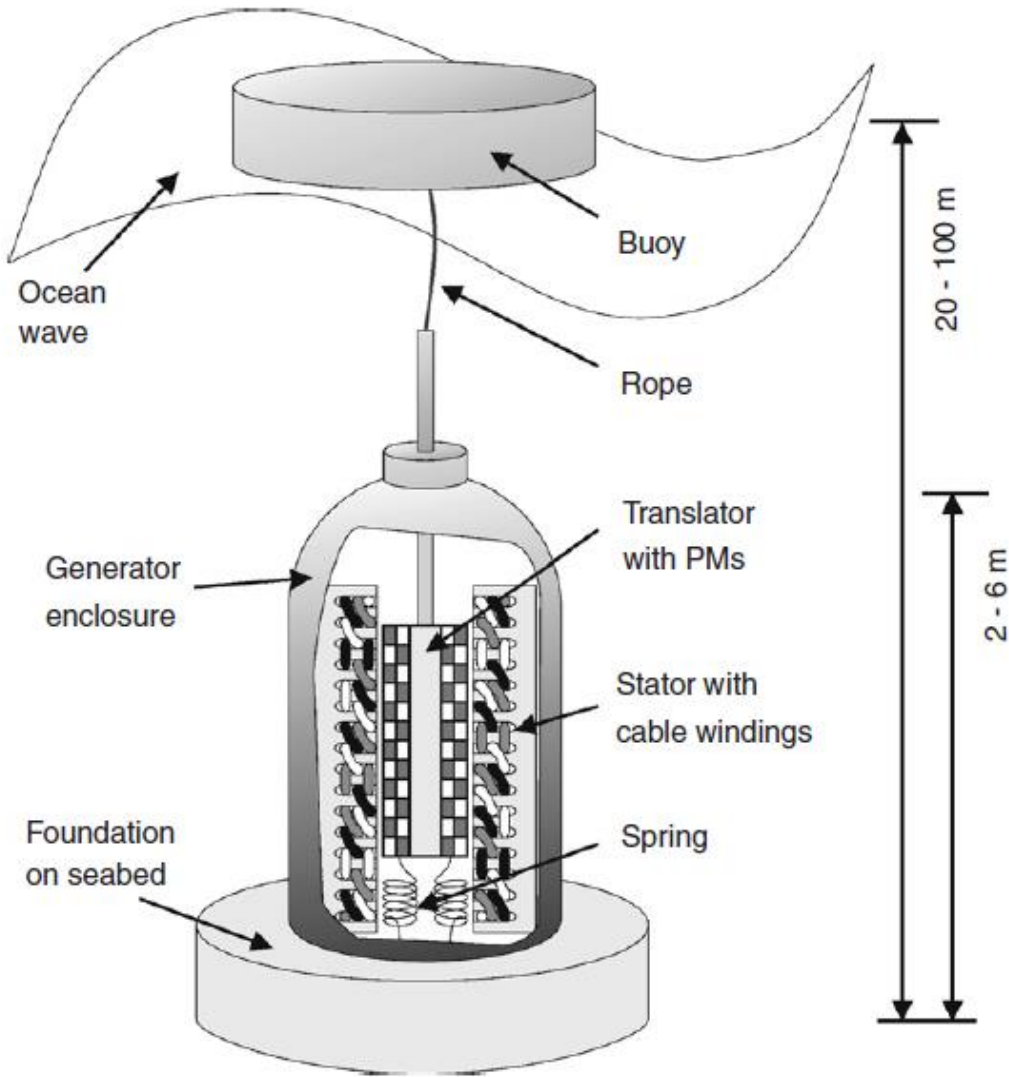
Dispositivi "Overtopping"



S. Astariz, G.Iglesias, "The economics of wave energy: A review ", RenewableandSustainableEnergyReviews45(2015)397–408

- Il dispositivo funziona come un "impianto idroelettrico" in cui l'acqua fluisce, sotto l'azione della gravità, da un serbatoio sopraelevato rispetto al livello del mare nel mare, azionando una turbina idraulica adatta allo sfruttamento di piccoli salti. Il salto a disposizione della turbina è legato all'altezza delle onde che possono superare le pareti del serbatoio create artificialmente.
- La turbina aziona un generatore elettrico tradizionale, sincrono o asincrono.

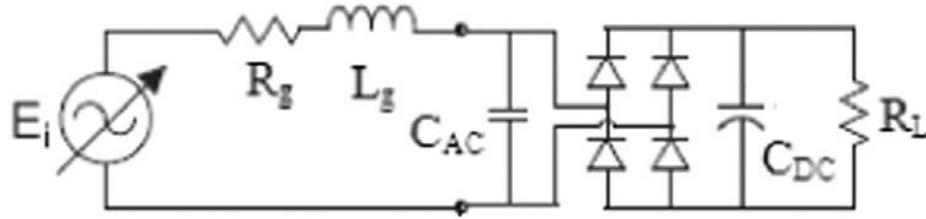
Impianti che sfruttano il moto ondoso (3)



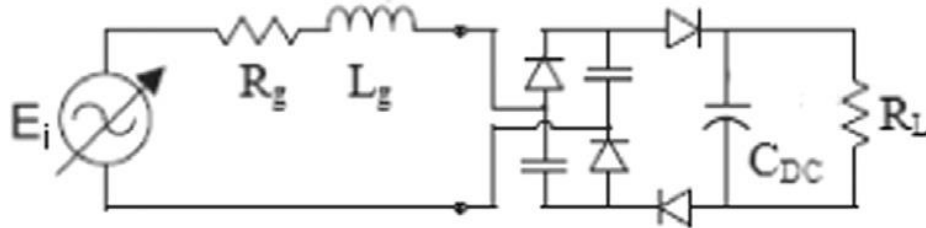
Dispositivi puntuali

- Il dispositivo è costituito da un galleggiante che trasferisce il suo moto, dovuto al moto ondoso, alla parte mobile di un generatore sincro lineare a magneti permanenti che è rigidamente ancorato al fondale marino.
- Tale moto induce delle forze elettromotriche negli avvolgimenti di statore e quindi è possibile la generazione di potenza elettrica ad un carico collegato agli avvolgimenti di statore.
- Data la frequenza diversa e variabile delle fem indotte negli avvolgimenti di statore per collegare il generatore alla rete in corrente alternata è necessario un convertitore.

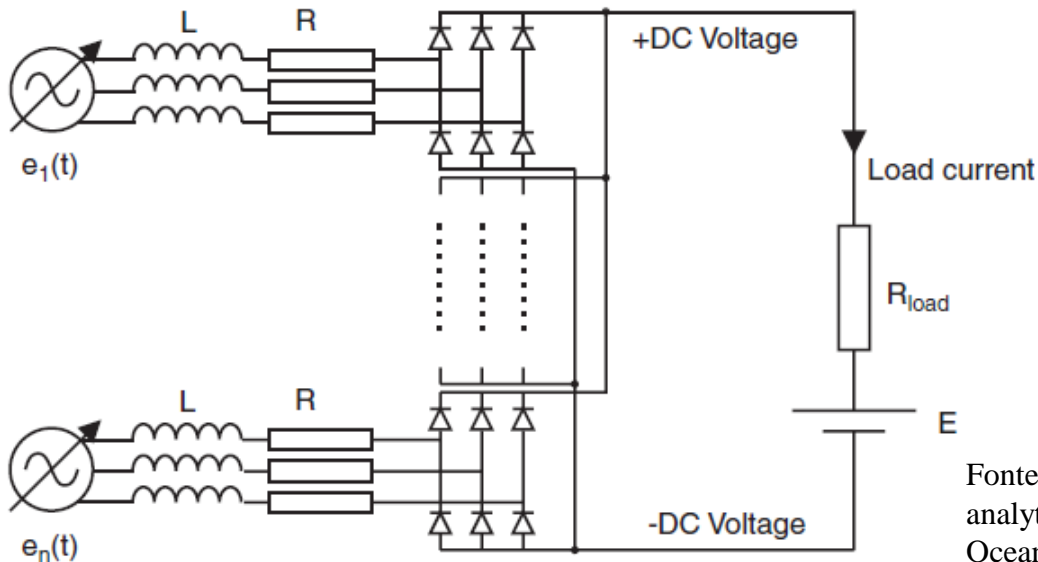
Impianti che sfruttano il moto ondoso (4)



a. Shunt rectifier



b. Resonant rectifier



Fonte: N. Khana, A. Kalair, N. Abas, A. Haider, "Review of ocean tidal, wave and thermal energy technologies", Renewable and Sustainable Energy Reviews 72 (2017) 590–604

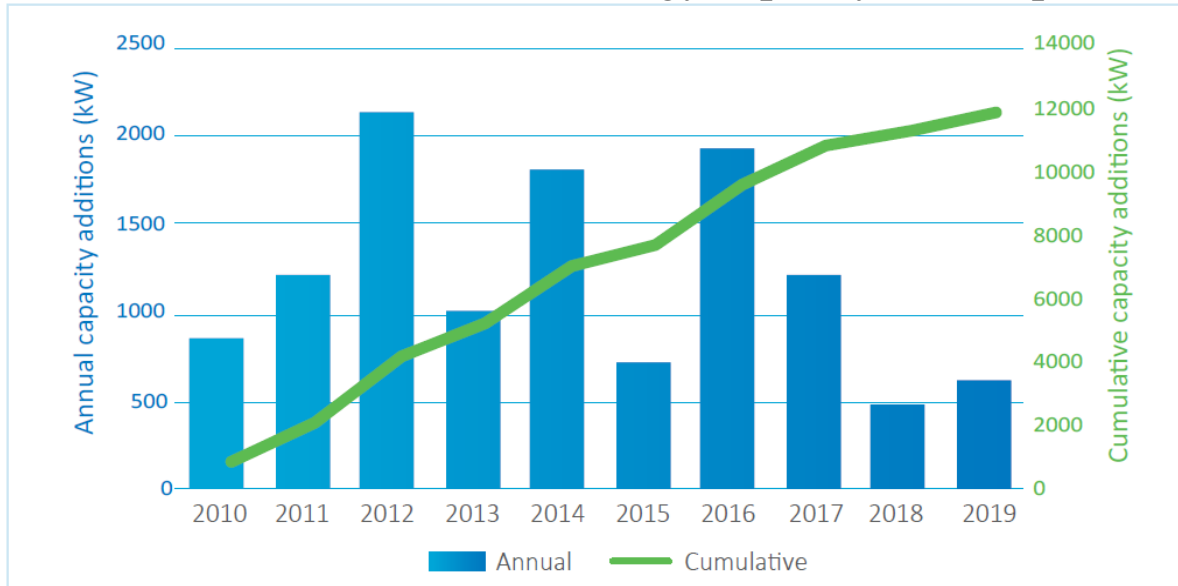
➤ Il convertitore utilizzato per collegare un generatore con una fem di frequenza ed ampiezza variabile ai carichi prevede l'utilizzo di un raddrizzatore. Se il carico è in corrente alternata tra il condensatore (C_{DC}) ed il carico è necessario introdurre un inverter.

➤ Molti generatori, ciascuno dotato di raddrizzatore, possono essere collegati in parallelo.

Fonte: Thorburn K, Leijon M. Farm size comparison with analytical model of linear generator wave energy converters. Ocean Eng 2007;34:908–16.

Impianti che sfruttano il moto ondoso (5)

Annual & cumulative wave energy capacity in Europe



Fonte: Ocean energy – key trends and statistics 2019

- I dati sugli impianti relativi alle tecnologie che sfruttano l'energia oceanica in Europa si possono trovare nel documento che la Ocean Energy Europe pubblica ogni anno "Ocean energy – trends and statistics"

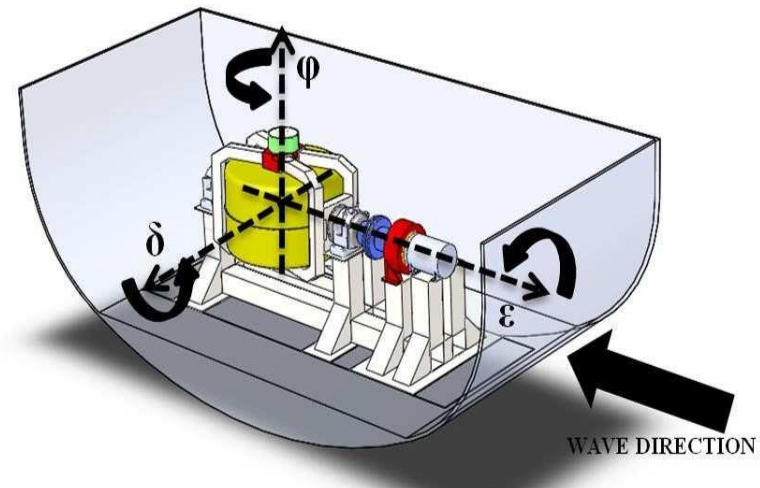
- Ocean Energy Europe (<https://www.oceanenergy-europe.eu/>) is the largest network of ocean energy professionals in the world. Over 120 organisations, including Europe's leading utilities, industrialists and research institutes, trust Ocean Energy Europe to represent the interests of Europe's ocean energy sector.
- L'Italia è attiva nel settore con due progetti:
 - Un dispositivo del tipo "submerged pressure differential" a Marina di Pisa, con una Potenza nominale di 50 kW, sviluppato da 40South Energy
 - Un dispositivo del tipo "point absorber", nel mare Adriatico, con una Potenza di 3 kW sviluppato da OPT

Impianti che sfruttano il moto ondoso (6)

Progetto ISWEC (Inertial Sea Wave Energy Converter)

(<https://www.eni.com/it-IT/attivita/onde-mare-energia.html>)

- Viene sviluppato da Wave for Energy S.r.l., spin-off del Politecnico di Torino. Il sistema è costituito da uno scafo galleggiante sigillato con al suo interno una coppia di sistemi giroscopici collegati ad altrettanti generatori. Le onde provocano il beccheggio dell'unità, ancorata al fondale, ma libera di muoversi e oscillare. Il beccheggio viene intercettato dai due sistemi giroscopici collegati a generatori che lo trasformano in energia elettrica.

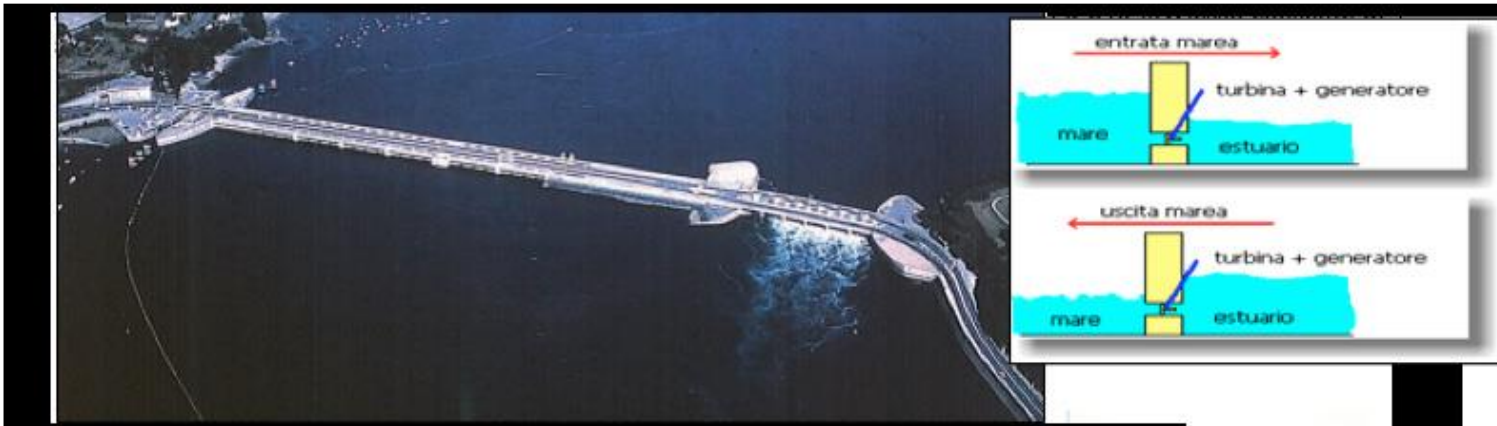
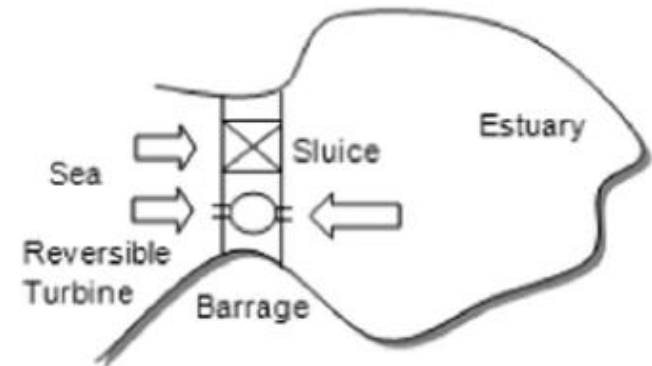


- Il primo impianto pilota (50 kW) è attivo a Ravenna, collegato ad un piattaforma di ENI. Questo tipo di applicazioni aumenta l'autosufficienza energetica di strutture posizionate al largo, lontano dalla costa e magari in contesti geografici in cui l'approvvigionamento elettrico non è scontato.
- E' in via di sviluppo un dispositivo commerciale (100 kW) che dovrebbe essere installato a Gela nel 2022 (accordo tra Eni, Cassa Depositi e Prestiti, Fincantieri e Terna)

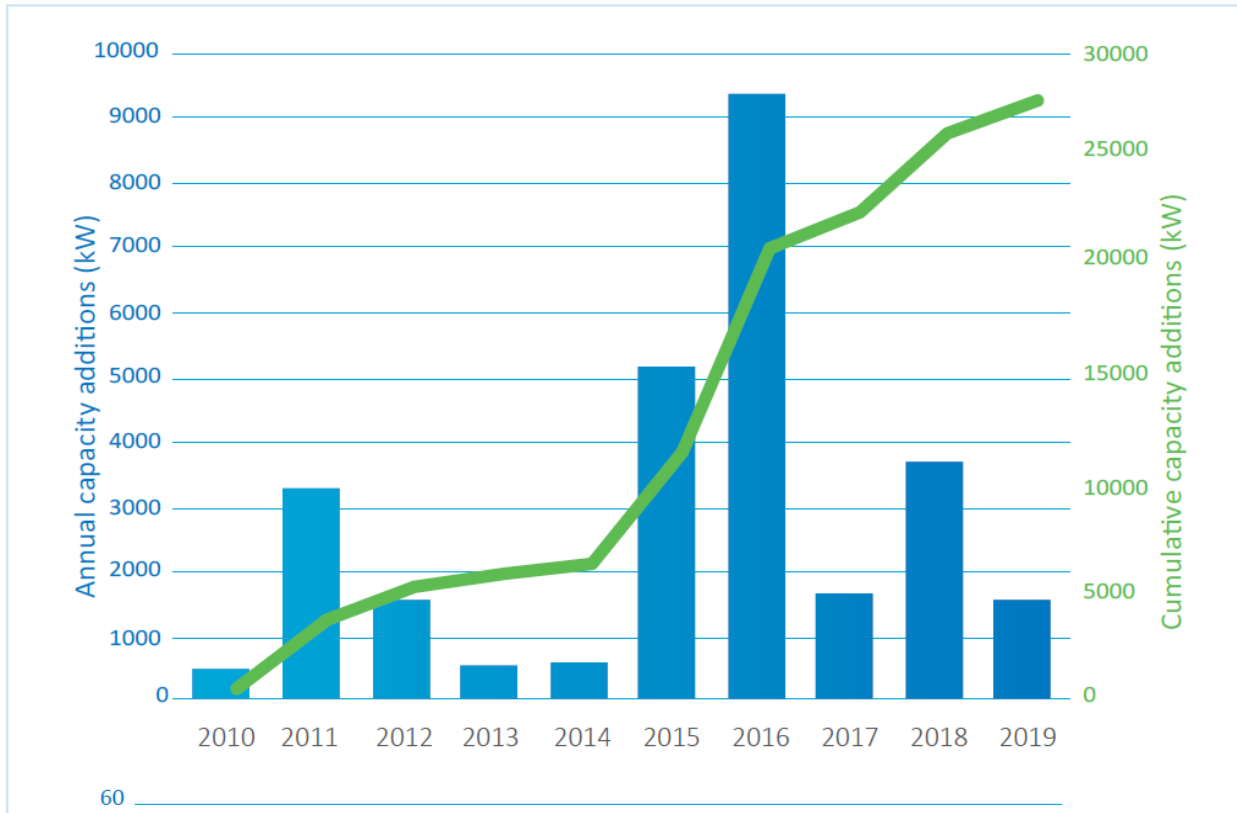
Impianti che sfruttano le maree (1)

Le maree sono legate all'azione gravitazionale tra la terra e la luna e sono caratterizzate da andamento ciclico con fasi di circa sei ore per l'afflusso e il deflusso delle masse d'acqua con inversione del verso della corrente. Presentano la massima intensità in vicinanza della costa, in particolare in corrispondenza di promontori e stretti.

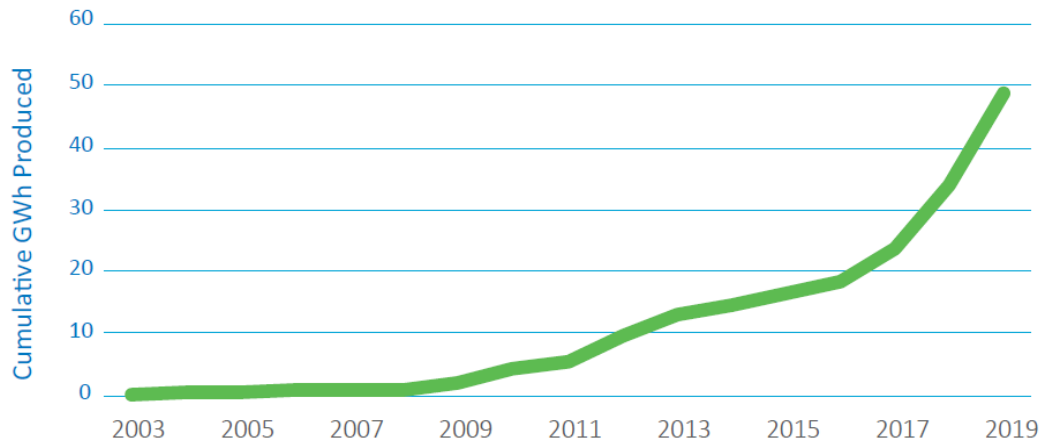
- Gli impianti che producono energia elettrica sfruttando le maree sono costituiti da un serbatoio ottenuto con uno sbarramento artificiale di una insenatura naturale, in cui l'acqua del mare entra ed esce a secondo della marea (alta/bassa) muovendo una turbina collegata ad un generatore elettrico.
- Un esempio di centrale mareomotrice si trova in Francia, sull'estuario del fiume Rance in Bretagna. La potenza installata di tale impianto è pari a 240 MW; esso consente di sfruttare un'escursione di marea di qualche metro.



Impianti che sfruttano le maree (2)



Annual & cumulative tidal stream capacity in Europe



cumulative GWh produced by tidal stream in Europe

Impianti che sfruttano le correnti marine

Le correnti marine sono originate da gradienti termici e/o salini tra diverse aree geografiche e si differenziano dalle correnti dovute alle maree per la direzione che rimane costante nel tempo. Correnti marine molto importanti sono la corrente del Golfo, nell'oceano Atlantico e la corrente del Giappone nell' oceano Pacifico.

- I dispositivi che producono energia elettrica sfruttando le correnti marine sono costituiti da una turbina, ad asse orizzontale o verticale, collegate ad un generatore elettrico.



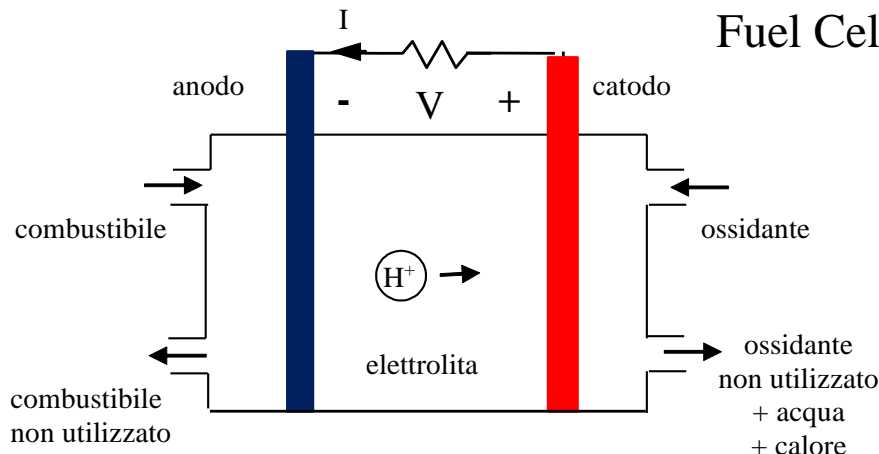
In Italia:

- nello stretto di Messina, ha funzionato, connesso alla rete per molti anni a partire dai primi anni 2000 ed ora dismesso, con una potenza di 40-60 kW, un generatore con una turbina ad asse verticale
- Un prototipo dotato di due turbine è stato provato nella laguna veneta.

Impianti con celle a combustibile (Fuel Cell) (1)

Una cella a combustibile è un sistema elettrochimico composto da due elettrodi, separati da un elettrolita che permette il passaggio degli ioni da un elettrodo all'altro ma impedisce il passaggio degli elettroni; nella cella a combustibile si realizza la conversione diretta di energia chimica in energia elettrica.

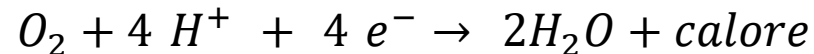
Schema di principio di una Proton Exchange Membrane Fuel Cell (PEMFC)



Reazione al terminale negativo (anodo):



Reazione al terminale positivo (catodo):



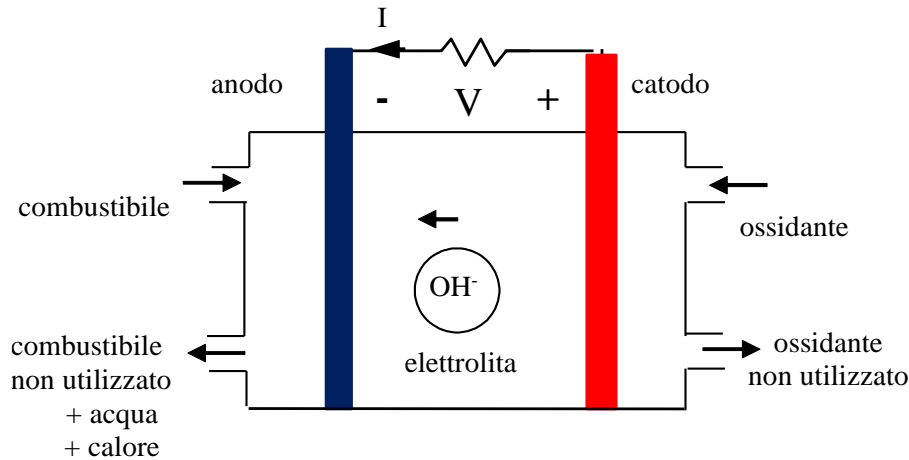
Reazione complessiva:



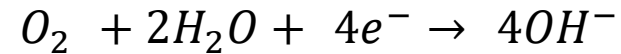
- Ad un elettrodo viene inviato un combustibile, all'altro elettrodo un ossidante; gli atomi di idrogeno presenti nel combustibile entrano in soluzione nell'elettrolita come ioni positivi, cedendo elettroni all'elettrodo (anodo) che si carica negativamente. Gli ioni idrogeno migrano nell'elettrolita verso il secondo elettrodo dove reagiscono con l'ossigeno presente nell'ossidante formando acqua, assorbendo elettroni dall'elettrodo (catodo) che si carica positivamente.
- Se gli elettrodi non sono collegati ad un carico si manifesta una tensione ai capi della cella senza passaggio di corrente; se gli elettrodi sono collegati ad un carico si ha il passaggio di corrente sul carico, che assorbe energia elettrica.

Impianti con celle a combustibile (2)

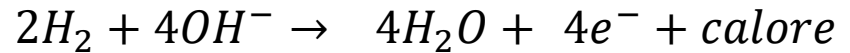
Schema di principio di una Anion Exchange Membrane Fuel Cell (AEMFC)



Reazione al terminale positivo (catodo):



Reazione al terminale negativo (anodo):



Reazione complessiva:



- Ad un elettrodo viene inviato un combustibile, all'altro elettrodo un ossidante; gli atomi di ossigeno presenti nell'ossidante entrano in soluzione nell'elettrolita come ioni OH^- , assorbendo elettroni all'elettrodo (catodo) che si carica positivamente. Gli ioni OH^- migrano nell'elettrolita verso il secondo elettrodo dove reagiscono con l'idrogeno presente nel combustibile formando acqua, e cedendo elettroni all'elettrodo (catodo) che si carica negativamente.
- L'energia elettrica ceduta al carico deriva dalla energia liberata dalla reazione tra idrogeno ed ossigeno.

η = efficienza

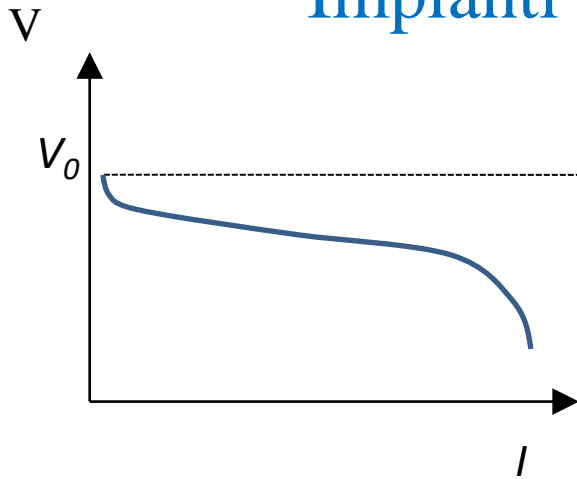
C_{H_2} = potere calorifico dell'idrogeno (J/kg) (LHV)

m_{H_2} = massa di idrogeno utilizzata (kg)

E_{el} = energia elettrica generata (J)

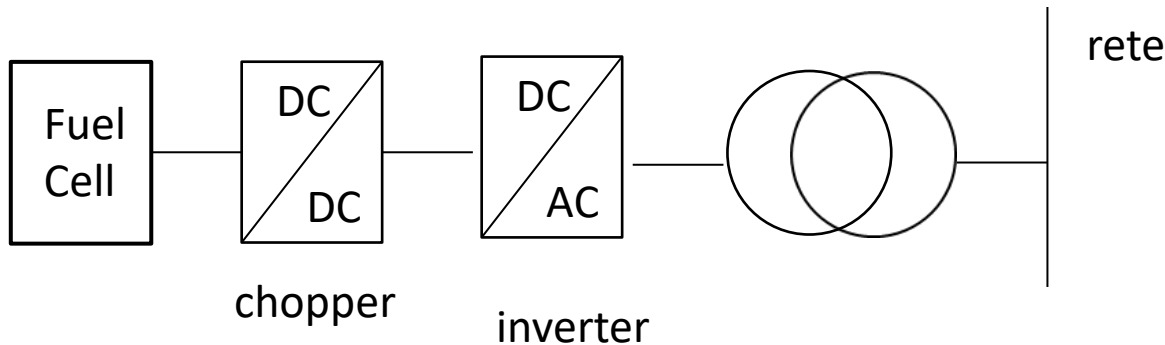
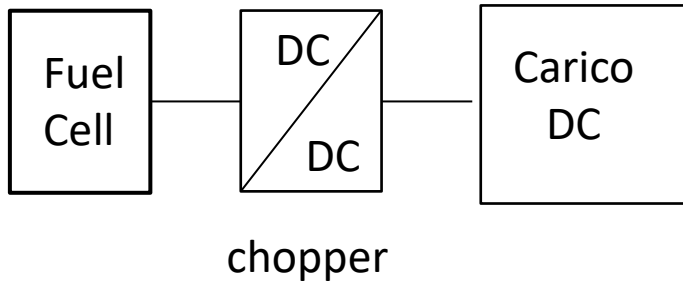
$$\eta = \frac{E_{el}}{C_{H_2} m_{H_2}}$$

Impianti con celle a combustibile (3)



➤ La cella a combustibile produce energia elettrica in corrente continua; la tensione della cella varia al variare della corrente rimanendo inferiore al valore a vuoto.

➤ Per ottimizzare le prestazioni della cella viene interposto fra cella e carico un convertitore da corrente continua a corrente continua (chopper) che permette a cella e carico di lavorare a tensioni differenti



➤ Per erogare energia elettrica alla rete, oppure ad un carico in corrente alternata è necessario utilizzare un convertitore elettronico di potenza (inverter) che permette di collegare il generatore in corrente continua ad un carico in corrente alternata.

Impianti con celle a combustibile (4)

Le celle a combustibile possono essere alimentate con combustibili sia gassosi (idrogeno o metano) sia liquidi (alcoli), e si differenziano principalmente per la tipologia di elettrolita impiegato e per la temperatura di lavoro.

	Bassa T (< 130 °C)				Media T (150 < 400 °C)	Alta T (> 600 °C)	
	AFC	PEMFC	AEMFC	BioFC	PAFC	MCFC	SOFC
Elettrolita	Soluzione KOH	Membrana polimerica	Membrana polimerica	Membrana polimerica	Soluzione di Acido Fosforico	Sali di carbonati fusi	Ossidi ceramici solidi
Temperatura	< 130 °C	< 130 °C	< 130 °C	< 70 °C	150 – 300 °C	600 – 650 °C	650 – 1000 °C
Combustibile	H ₂	H ₂ , Alcoli (diretto o indiretto)	H ₂ , Alcoli (diretto o indiretto)	H ₂ , Alcoli e zuccheri (diretto o indiretto)	H ₂ , Idrocarburi leggeri	H ₂ , Idrocarburi leggeri, Syngas	H ₂ , Idrocarburi leggeri, Syngas

Fonte: DECARBONIZZAZIONE DELL'ENERGIA ITALIANA, Il Catalogo delle tecnologie elettriche, ENEA 2017

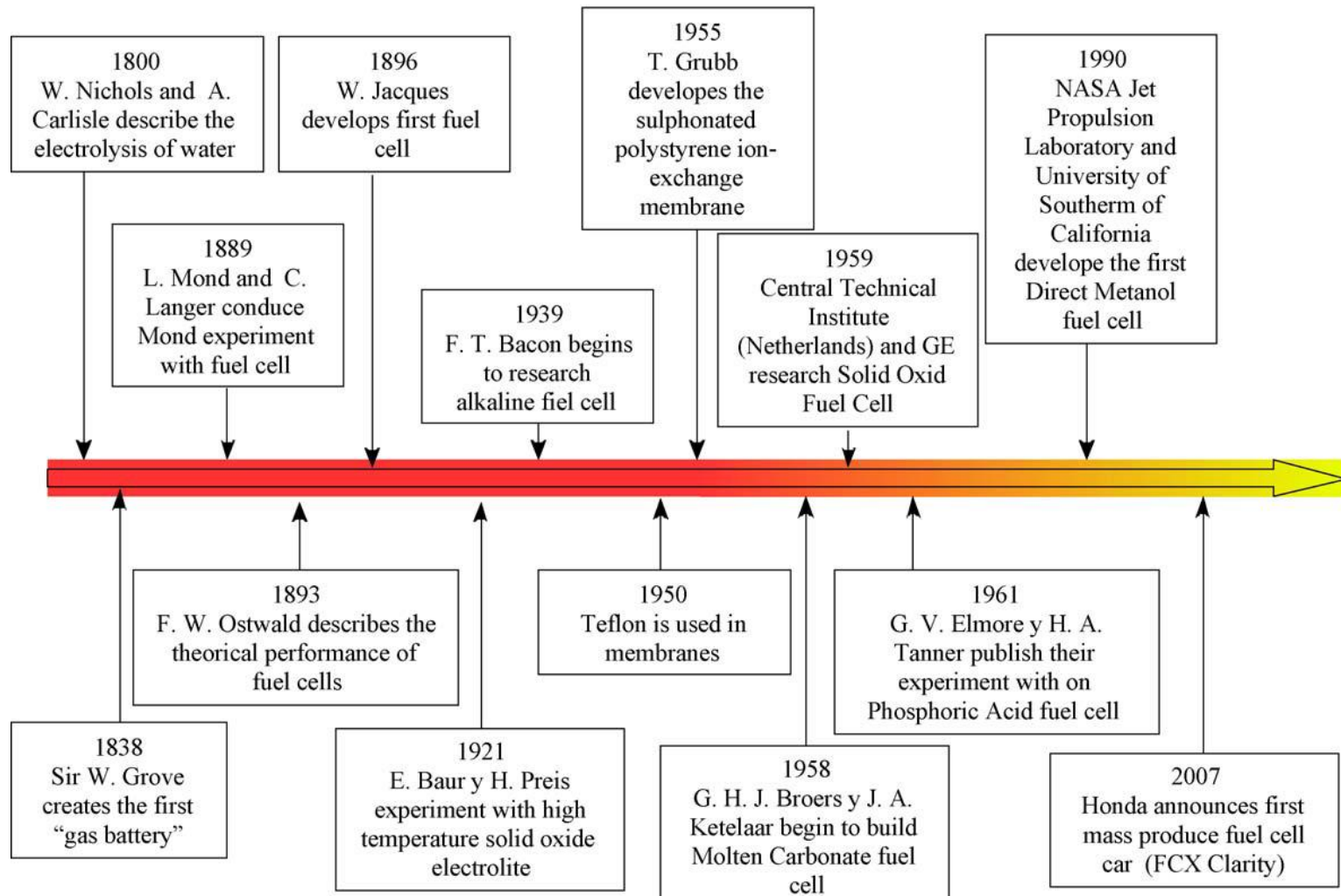
- Le tecnologie più sviluppate sono PEMFC, SOFC e MCFC, che presentano efficienze energetiche comprese tra il 40 e il 60%.
- E' possibile realizzare anche sistemi di recupero del calore (CHP Combined Heat Power) nei dispositivi che operano a più alta temperatura (MCFC e SOFC soprattutto), aumentando l'efficienza globale del dispositivo oltre l'80%.
- Trovano applicazione in tutti i settori: trasporti (su terra, aereo o marittimo, con potenza compresa nel campo 5-200 kW), generazione stazionaria (residenziale o industriale, 1kW -10 MW), applicazioni portatili (10-100 W), generazione ausiliaria (0.5-5 kW) e nei sistemi avanzati per applicazioni militari quali sommergibili, veicoli autonomi terrestri e marini, oltre che apparati per radio ed elettronica portatile

Impianti con celle a combustibile (5)

Application type	Portable	Stationary	Transport
Definition	Units that are built into, or charge up, products that are designed to be moved, including small auxiliary power units (APUs)	Units that provide electricity (and sometimes heat) but are not designed to be moved	Units that provide propulsive power or range extension to a vehicle
Typical power range	1 W to 20 kW	0.5 kW to 2 MW	1 kW to 300 kW
Typical technology	PEMFC DMFC SOFC	PEMFC MCFC AFC SOFC PAFC	PEMFC DMFC
Example	<ul style="list-style-type: none"> • Small 'movable' APUs (campervans, boats, lighting) • Military applications (portable soldier-borne power, skid-mounted generators) • Portable products (torches, battery chargers), small personal electronics (mp3 player, cameras) 	<ul style="list-style-type: none"> • Large stationary prime power and combined heat and power (CHP) • Small stationary micro-CHP • Uninterruptible power supplies (UPS) • Larger 'permanent' APUs (e.g. trucks and ships) 	<ul style="list-style-type: none"> • Materials handling vehicles • Fuel cell electric vehicles (FCEV) • Trucks and buses • Rail vehicles • Autonomous vehicles (air, land or water)

Impianti con celle a combustibile (6)

La tecnologia delle celle a combustibile si è sviluppata a partire dal 1800



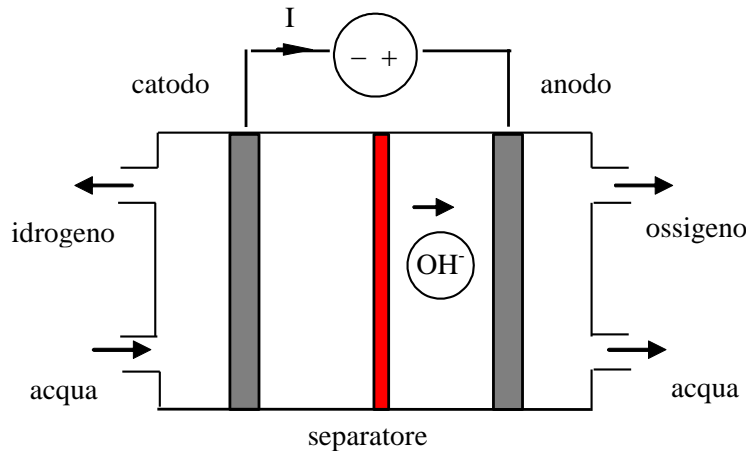
Economia dell'idrogeno (1)

- La combustione dell'idrogeno nella cella a combustibile per produrre direttamente l'energia elettrica, oppure in una camera di combustione (all'interno di un motore a combustione interna o in un ipotetico impianto termoelettrico), non produce alcuna emissione di gas serra, in particolare CO₂, nell'atmosfera.
- L'idrogeno è un elemento che si trova in grande quantità sulla terra ma sempre in forma legata (con l'ossigeno nell'acqua, con il carbonio nei combustibili fossili) e quindi per poter essere utilizzato come combustibile isolato deve prima essere prodotto separandolo dalle molecole in cui si trova allo stato legato e l'energia che viene utilizzata per produrlo è sicuramente maggiore di quella che viene prodotta nella sua combustione.
- L'idrogeno non può essere considerato una fonte energetica, ma rappresenta un **vettore energetico**: permette di trasferire energia da un posto ad un altro (se si dispone di un sistema di trasporto dell'idrogeno, ad esempio in idrogenodotti, il sito in cui viene prodotto l'idrogeno può essere diverso da quello dove viene utilizzato per produrre energia), e differire nel tempo l'uso della energia (se si dispone di un serbatoio di idrogeno adeguato, l'energia viene prodotta bruciando idrogeno in un tempo successivo a quello in cui della l'energia è stata utilizzata per produrre l'idrogeno).
- Con riferimento alla energia elettrica, il sistema che utilizza l'idrogeno come vettore energetico può essere considerato esente da emissioni di gas serra in atmosfera solo se l'idrogeno viene prodotto mediante fonti rinnovabili (impianti solari, eolici, idroelettrici), senza emissioni di gas serra.
- Altri vettori energetici, prodotti con fonti rinnovabili sono: etanolo, metanolo, syngas (H₂+CO), acido formico e metalloidruri.

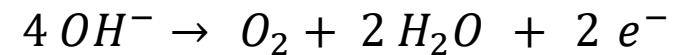
Economia dell'idrogeno (2)

- L'elettrolizzatore è il dispositivo utilizzato per produrre idrogeno a partire dall'acqua utilizzando l'energia elettrica. Uno tra gli elettrolizzatori più comuni utilizza un elettrolita alcalino costituito da una soluzione di acqua e idrossido di potassio (KOH) che si dissocia in ioni K^+ e OH^-

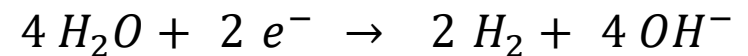
Schema di principio di un elettrolizzatore alcalino



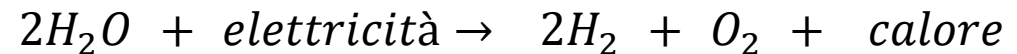
Reazione al terminale positivo (anodo):



Reazione al terminale negativo (catodo):



Reazione complessiva:



- L'anodo è realizzato con nickel, il catodo è realizzato con nickel ricoperto con platino
- La temperatura di lavoro è compresa fra 70 °C e 85 °C
- Densità di corrente agli elettrodi comprese tra 6 kA/m² e 10 kA/m²
- L'efficienza è compresa tra 75 % e 85 %

$$\eta = \frac{C_{H_2} m_{H_2}}{E_{el}}$$

η = efficienza

C_{H_2} = potere calorifico dell'idrogeno (J/kg) (LHV)

m_{H_2} = massa di idrogeno prodotto (kg)

E_{el} = energia elettrica impiegata (J)

Economia dell'idrogeno (3)

Uno dei principali ostacoli all'uso dell'idrogeno come vettore energetico è la difficoltà che si incontra nel costruire serbatoi di idrogeno; infatti, tra i combustibili, l'idrogeno presenta il valore più elevato di potere calorifico per unità di massa, ma il valore più basso di potere calorifico per unità di volume e quindi per accumulare una grande quantità di energia sotto forma di idrogeno sono necessari grandi volumi

L'idrogeno può essere accumulato sia sotto forma gassosa che liquida.

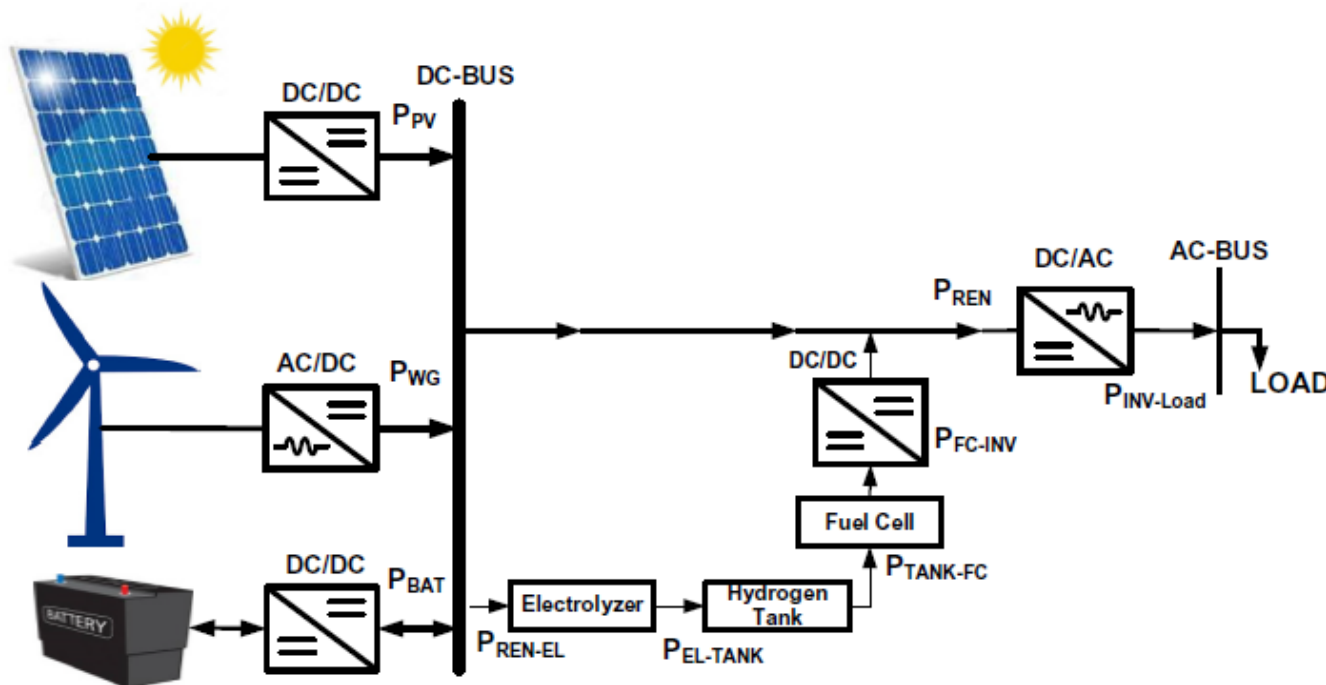
- Gas in pressione: per ridurre il volume necessario si utilizzano pressioni elevate (si utilizzano pressioni comprese tra 200 e 700 bar, la densità è di 14.5 kg/m^3 a 200 bar, 288 K); più elevata è la pressione, maggiori sono i problemi di tenuta del serbatoio (problemi di permeanza)

Proprietà fisiche dell'idrogeno	
Densità (T = 288 K, p = 1 atm)	0.084 kg/Nm ³
HHV	141.9 MJ/kg
LHV	110.9 MJ/kg
Temperatura di ebollizione	20.268 K
Temperatura di fusione	14.025 K
Calore latente di ebollizione	0.44936 kJ/mol
Calore latente di fusione	0.05868 kJ/mol

- Liquefatto: l'idrogeno liquefatto a 1 bar e 20 K presenta una densità di 70.8 kg/m^3 , e quindi il serbatoio (criogenico) risulta di dimensioni molto ridotte rispetto a quello che utilizza il gas in pressione; di contro, l'energia elettrica richiesta per la liquefazione è di 30-40 MJ/kg (dipende dal sistema frigorifero usato, il valore teorico è di 11.45 MJ/kg) ed il sistema risulta energeticamente svantaggiato a meno che non si possa utilizzare una sinergia con gli impianti industriali che necessitano di freddo

Impianti con celle a combustibile (6)

Un sistema costituito da un elettrolizzatore, un serbatoio di idrogeno ed una cella a combustibile, rappresenta un sistema di accumulo della energia elettrica in grado di rendere gli impianti che producono energia elettrica dalla fonte solare e/o eolica, programmabili alla pari degli impianti convenzionali.



Fonte: A.L. Bukar, C.W. Tan / Journal of Cleaner Production 221 (2019)

- La batteria compensa le variazioni rapide di potenza solare/eolica
- Il sistema elettrolizzatore + serbatoio di idrogeno + fuel cell compensa le variazioni lente di potenza solare/eolica

Impianti solari

Gli impianti solari sfruttano l'energia elettromagnetica che raggiunge la superficie terrestre proveniente dal sole e si distinguono per la modalità che utilizzano per convertire tale energia radiante in energia elettrica:

- impianti solari termodinamici: utilizzano l'energia radiante per scaldare un fluido operatore e producono energia elettrica dalla conversione del calore prodotto come avviene in una centrale termoelettrica
- Impianti solari fotovoltaici: convertono direttamente l'energia radiante in energia elettrica mediante le celle fotovoltaiche.

Natura ondulatoria – corpuscolare della radiazione elettromagnetica

La radiazione elettromagnetica può essere descritta come un flusso di particelle aventi massa nulla, i fotoni, che si muovono nel vuoto alla velocità della luce. L'energia (E) posseduta da ciascun fotone è direttamente proporzionale alla frequenza (ν) della radiazione; la lunghezza d'onda (λ) risulta inversamente proporzionale alla frequenza.

$$E = h \nu \qquad \lambda = \frac{c}{\nu}$$

E = energia del fotone (J)

ν = frequenza della radiazione (Hz),

h = costante di Planck = 6.626×10^{-34} J s,

λ = lunghezza d'onda della radiazione (m),

c = velocità della luce nel vuoto = 2.998×10^8 m/s

Caratteristiche della radiazione solare (1)

- Il sole è una stella che emette energia ($P = 3.845 \times 10^{26}$ W) sotto forma di radiazione elettromagnetica in tutte le direzioni dello spazio. L'energia emessa deriva dalle reazioni di fusione nucleare che avvengono all'interno del sole.
- La terra dista dal sole $d = 1.496 \times 10^{11}$ m (valore di riferimento, la distanza varia al variare del periodo dell'anno con variazioni del $\pm 3\%$); la potenza radiante che raggiunge la terra per unità di superficie è quindi pari a $S = P / (4 \pi d^2) = 1367$ W/m² che viene chiamata costante solare.
- A causa della grande distanza fra il sole e la terra i raggi del sole raggiungono la superficie esterna della atmosfera terrestre paralleli.

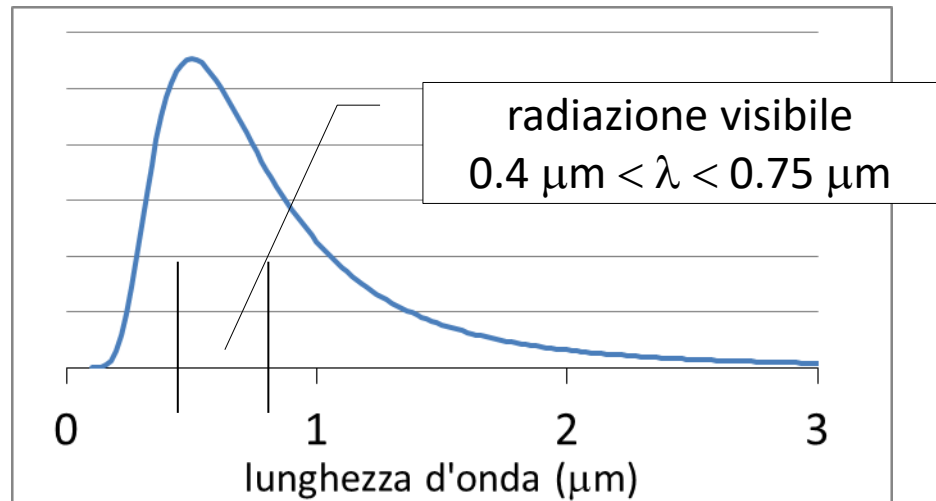
Lo spettro della radiazione emessa dal sole e misurato al di fuori della atmosfera terrestre può essere approssimato da quello della radiazione di un corpo nero (legge di Planck) avente la temperatura di 5778 K.

$$P_\lambda(\lambda, T) = \frac{const}{\lambda^5 \left(e^{\frac{hc}{\lambda kT}} - 1 \right)}$$

P_λ = densità di potenza emessa per unità di lunghezza d'onda (W/(m² μm),

T = temperatura (K), k = costante di

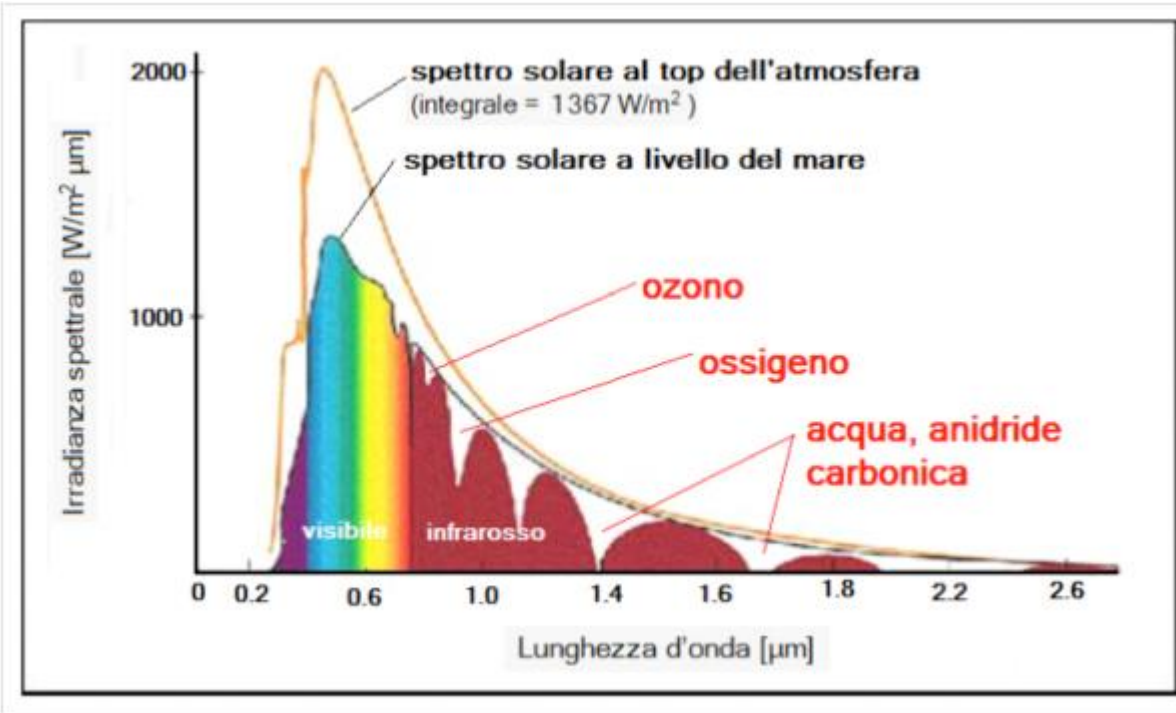
Boltzmann = 1.381×10^{-23} J/K



Caratteristiche della radiazione solare (2)

<http://www.enea.it/it/seguici/le-parole-dellenergia/radiazione-solare/qualcosa-da-sapere-sul-sole-1/spettro-elettromagnetico-solare-e-assorbimento-in-atmosfera>

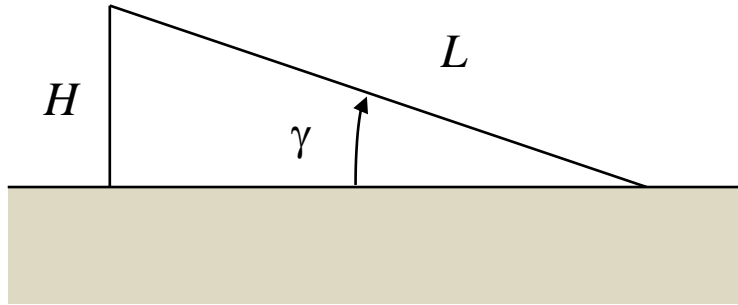
Nell'attraversare l'atmosfera lo spettro della radiazione solare cambia a causa della interazione della radiazione con gli atomi/molecole della atmosfera



- Riflessione: verso lo spazio: i fotoni riflessi verso lo spazio non raggiungono la terra
- Assorbimento: le molecole di O_2 , O_3 , H_2O , CO_2 , .. assorbono i fotoni che hanno una lunghezza d'onda compresa in particolari intervalli producendo dei "buchi" nello spettro, specialmente nella regione dell'infrarosso
- Scattering elastico: i fotoni urtano le molecole presenti nell'aria e vengono deviati dalla loro traiettoria; Rayleigh scattering quando l'interazione è con molecole aventi dimensioni molto minori della lunghezza d'onda (il Rayleigh scattering è molto più probabile per fotoni con piccola lunghezza d'onda), Mie scattering quando l'interazione è con molecole aventi dimensioni maggiori della lunghezza d'onda (aerosol e particelle di polvere)

Caratteristiche della radiazione solare (3)

- Al suolo arriva una **radiazione diretta**, avente la stessa direzione della radiazione incidente alla superficie della atmosfera, che è tanto meno intensa quanto più lungo è il percorso della radiazione nella atmosfera.
- Il minimo cammino nella atmosfera per raggiungere il terreno (H) viene compiuto dai raggi che incidono perpendicolarmente al terreno; un raggio che incida con un angolo γ sul terreno percorrerà nella atmosfera un percorso L ; il rapporto L/H viene dello coefficiente di massa d'aria (AM)



$$AM = \frac{L}{H} = \frac{1}{\sin(\gamma)}$$

Ad AM 0 (all'esterno della atmosfera) la densità di potenza che arriva dal sole è pari 1367 W/m^2 ad AM 1.5 la potenza dovuta alla radiazione diretta si è ridotta a 835 W/m^2 .

La **radiazione diffusa** è quella che ha subito il processo di scattering nell'attraversamento della atmosfera e arriva al suolo proveniente da tutte le direzioni. La densità di potenza globale (somma della densità di potenza dovuta alla radiazione diretta e di quella dovuta alla radiazione diffusa) può raggiungere un valore di 1000 W/m^2 , attraverso una superficie normale alla direzione della radiazione diretta.

Alla radiazione diretta ed a quella diffusa, può infine aggiungersi la **radiazione riflessa** da oggetti che si trovano al suolo.

Dati sulla radiazione solare (1)

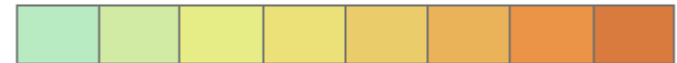
European Commission Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)

<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis.html>



Il Photovoltaic Geographical Information System della Commissione Europea rende disponibili i dati di irraggiamento solare ottenuti da diverse misurazioni satellitari.

<1200 1400 1600 >1800



Yearly sum of global irradiation
[kWh/m²]

Dati sulla radiazione solare (2)

Dati sulla radiazione solare al suolo nel mondo possono essere trovati nel sito:

- <https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/sse.cgi?skip@larc.nasa.gov>
Surface meteorology and Solar Energy *A renewable energy resource web site*

Dati sulla radiazione solare al suolo in Italia possono essere trovati nei seguenti siti:

- <http://sunrise.rse-web.it/>
Il portale **sunRiSE** è gestito da RSE (Ricerca di Sistema Energetico) e mette a disposizione del pubblico dati meteorologici di interesse per la produzione da fonte rinnovabile solare ed eolica.
- <http://www.solaritaly.enea.it/>
Atlante italiano della radiazione solare reso disponibile da ENEA, Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile (già Ente per le Nuove tecnologie, l'Energia e l'Ambiente).

Su tutti i siti sopra menzionati possono essere calcolati i dati sull'irraggiamento al suolo giornaliero, medio mensile ed annuale per le località individuate dalle loro coordinate geografiche (latitudine, longitudine).

Dati sulla radiazione solare (3)

Valore in kWh/m²/giorno dell'irraggiamento globale al suolo su una superficie orizzontale

Città	medio mensile (valore minimo)	medio mensile (valore massimo)	medio annuale
Berlino (52.52, 13.40)	0.61 (dic.)	4.76 (lug.)	2.73
Milano (45.46, 9.19)	1.28 (dic.)	6.20 (lug.)	3.68
Bologna (44.49, 11.34)	1.28 (dic.)	6.54 (lug.)	3.82
Roma (41.90, 12.50)	1.69 (dic.)	7.67 (lug.)	4.65
Palermo (38.12, 13.36)	1.93 (dic.)	7.93 (lug.)	4.96
Tripoli (32.89, 13.19)	2.35 (dic.)	7.79 (lug.)	5.11

➤ Il potenziale energetico della energia solare è molto grande.

Fabbisogno di energia elettrica in Italia nel 2017: 301.9 TWh/anno

Energia elettrica producibile in un anno con pannelli fotovoltaici (rendimento 10%)

sfruttando una superficie di 1 m² situata in Sicilia: $4.96 \times 365 \times 0.1 = 181.04$ kWh/anno

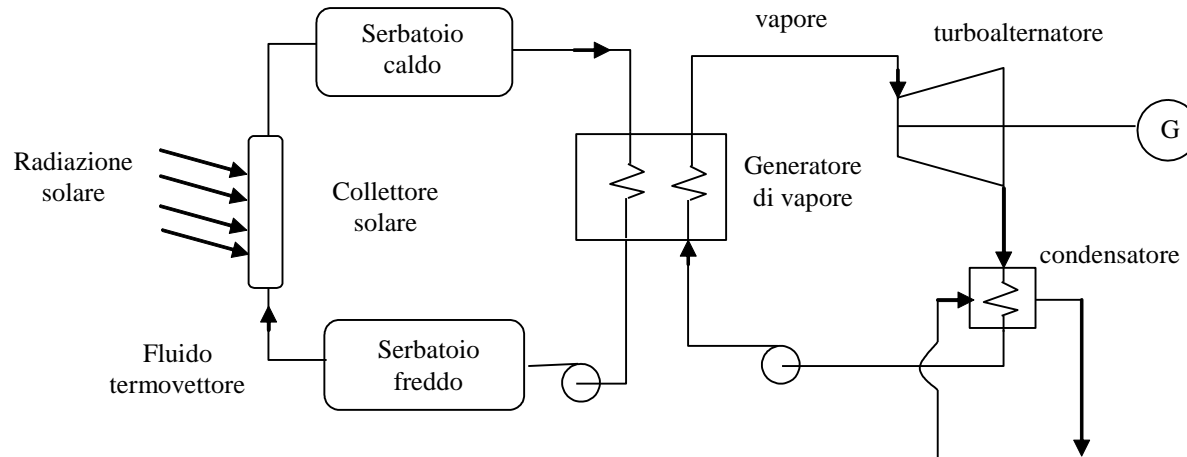
Superficie che bisognerebbe utilizzare per coprire tutto il fabbisogno energetico: 1668 km²

Superficie della Sicilia: 25711 km²

Impianti solari termodinamici (1)

Gli impianti solari termodinamici, detti anche **CSP** (Concentrated Solar Power), concentrano, mediante un sistema di specchi (**concentratore**) la radiazione solare **diretta** su un corpo **ricevitore** dove scorre un fluido termovettore che assorbe l'energia elettromagnetica trasformandola in energia termica. L'unione del concentratore e del ricevitore costituisce il **collettore solare**.

Il fluido termovettore cede la sua energia termica in un generatore di vapore di un impianto con turbina a vapore convenzionale o di un impianto con ciclo combinato



Schema di principio di un impianto solare termodinamico con turbina a vapore

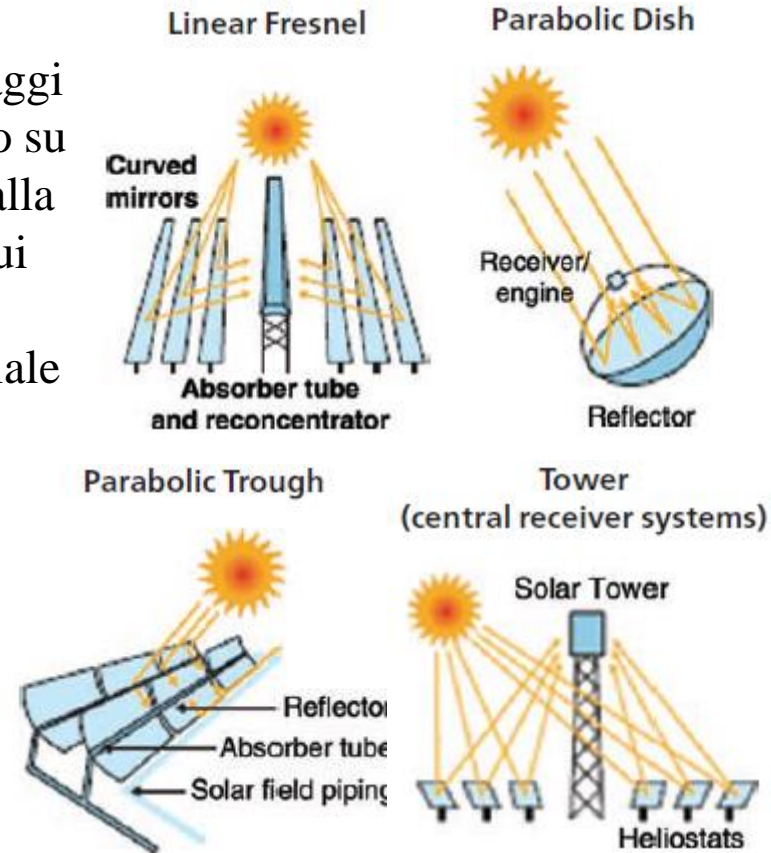
Le componenti principali di un impianto CSP sono quindi:

- Il collettore solare che deve trasferire al fluido vettore la maggiore quantità possibile di energia solare (minimizzando la superficie degli specchi del concentratore)
- Il sistema di accumulo che è necessario se non altro per garantire un funzionamento continuo senza elevati stress termomeccanici del sistema di potenza in presenza di variazioni delle condizioni di irraggiamento
- Il sistema di potenza

Impianti solari termodinamici (2)

Sono possibili diverse configurazioni del collettore solare;

- **Collettore lineare di Fresnel** (compact linear Fresnel reflector): i raggi solari vengono concentrati su una linea; hanno l'efficienza più bassa
- **Collettore parabolico lineare** (parabolic trough): i raggi solari vengono concentrati da uno specchio parabolico su un tubo ricevitore; il fluido termovettore è separato dalla parete esterna del ricevitore da una intercapedine in cui viene fatto il vuoto per ridurre la perdita di calore. Le pareti esterne del ricevitore sono rivestite di un materiale (cermet) che massimizza l'assorbimento. Gli specchi parabolici sono dotati di un sistema di inseguimento della radiazione solare ad un asse.
- **Collettore parabolico a disco**: i raggi solari vengono concentrati da uno specchio parabolico nel ricevitore (puntuale) posto nel suo fuoco.
- **Collettore a torre e campo di specchi** (solar tower): la radiazione solare viene indirizzata tramite specchi piani (eliostati) verso un ricevitore centrale posto su una torre. Gli eliostati sono disposti sul terreno in file circolari attorno alla torre e sono dotati di un sistema di inseguimento della radiazione solare a due assi



Fonte: "Concentrating solar power: its potential contribution to a sustainable energy future" EASAC (European Academy Science Advisory Council) policy report 16 (2011) (ISBN: 978-3-8047-2944-5)

Impianti solari termodinamici (3)

Sono possibili diverse scelte per il **fluido termovettore** del collettore solare;

- **Olio sintetico:** l'olio sintetico non può essere utilizzato a temperature superiori a $400\text{ }^{\circ}\text{C}$ in quanto al di sopra di tale temperatura insorgono dei fenomeni di craking termico
- **Miscela di sali fusi:** di solito una miscela di nitrato di sodio e potassio, i sali fusi sono convenienti rispetto all'olio sintetico in quanto più economici, possono raggiungere temperature più elevate ($550\text{ }^{\circ}\text{C}$), non sono infiammabili, non sono inquinanti ed hanno una buona capacità termica. Di contro solidificano a temperature inferiori ai $260\text{ }^{\circ}\text{C}$ e quindi devono essere mantenuti in circolazione durante le ore notturne.
- **Acqua:** sarebbe la scelta più conveniente perchè non sarebbe necessario il generatore di vapore, ma a causa della bassa capacità termica può essere realizzato un accumulo con una piccola capacità

La ricerca sta valutando la possibilità di usare nanofluidi (ovvero fluidi aventi particelle nanometriche in sospensione) caratterizzati da elevati valori del coefficiente di scambio termico e della conduttività termica, e bassi valori della viscosità dinamica

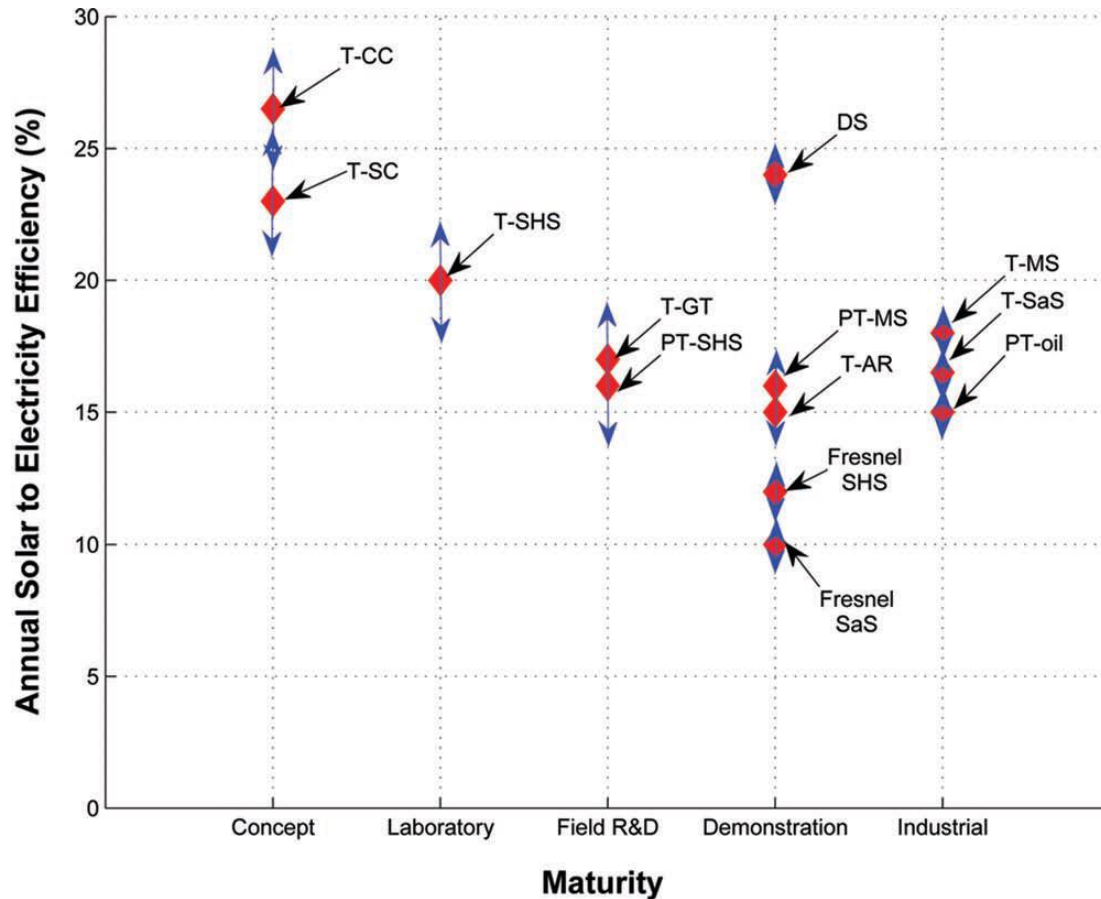
- Per quanto riguarda il **sistema di potenza**, si utilizza di solito un ciclo Rankine con turbina a vapore, in accoppiamento ai collettori parabolici lineari o a torre e campo di specchi; in quest'ultimo caso è possibile raggiungere temperature più elevate ed utilizzare anche un ciclo combinato con turbina a gas e turbina a vapore.
- Nel caso del collettore a disco parabolico, il fluido termovettore (fluido o aria) si scalda fino a raggiungere temperature di $700\text{-}800\text{ }^{\circ}\text{C}$ e viene utilizzato per produrre energia in un motore alternativo (ciclo Stirling), oppure con una microturbina a gas posizionati direttamente nel ricevitore.

Impianti solari termodinamici (4)

- In ambito europeo la tecnologia è diffusa a livello commerciale in Spagna. Nel 2015 la Spagna era leader mondiale in termini di capacità installata con un totale di 2.3 GW, seguita dagli Stati Uniti (1.6 GW)
- A livello mondiale l'aumento delle installazioni è stato del 27% nel 2014, mentre a fine 2015 risultavano installati nel mondo circa 5 GW di impianti di cui, in percentuale, 86% parabolici lineari, 10% a torre, 4% fresnel lineare.
- in Cina è stata autorizzata la costruzione di 20 impianti, per un totale di 1349 MW, nell'ambito della prima fase di un programma di sviluppo da 10 GW al 2020
- In Italia gli impianti attualmente presenti, tutti dimostrativi sono 4:
 - Archimede** a Priolo Gargallo con una capacità totale di 5MW e che sfrutta collettori parabolici a sali fusi e accumulo diretto a sali fusi;
 - ASE Demo Plant** a Massa Martana, un impianto di 0,35 MW sempre a collettori parabolici a sali fusi e accumulo diretto a Sali fusi;
 - Rende-CSP Plant** a Rende, che presenta una capacità totale di 1MW e si avvale di collettori lineari Fresnel e olio diatermico come fluido vettore;
 - STEM**, a S.Filippo del Mela di 2 MW termici di potenza e che utilizza sabbia, con la tecnologia del letto fluido, come mezzo di accumulo dell'energia termica solare
- Una decina di altri impianti per una capacità totale di 280 MW sono stati programmati

Uno dei principali ostacoli alla diffusione della tecnologia è l'elevato uso del territorio pari a circa 10-20 m²/(MWh/y)

Impianti solari termodinamici (5)



Towers:

T-SaS: saturated steam as HTF

T-SHS: superheated steam as HTF

T-MS: molten salt as HTF and storage

T-AR: ambient pressure air as HTF and Rankine cycle

T-GT: pressurised air as HTF and Brayton cycle

T-SC: supercritical cycle

T-CC: pressurised air as HTF and combined cycle

Linear Fresnel systems

Fresnel SaS: saturated steam as HTF

Fresnel SHS: superheated steam as HTF

Parabolic dish

DS: helium Stirling cycle

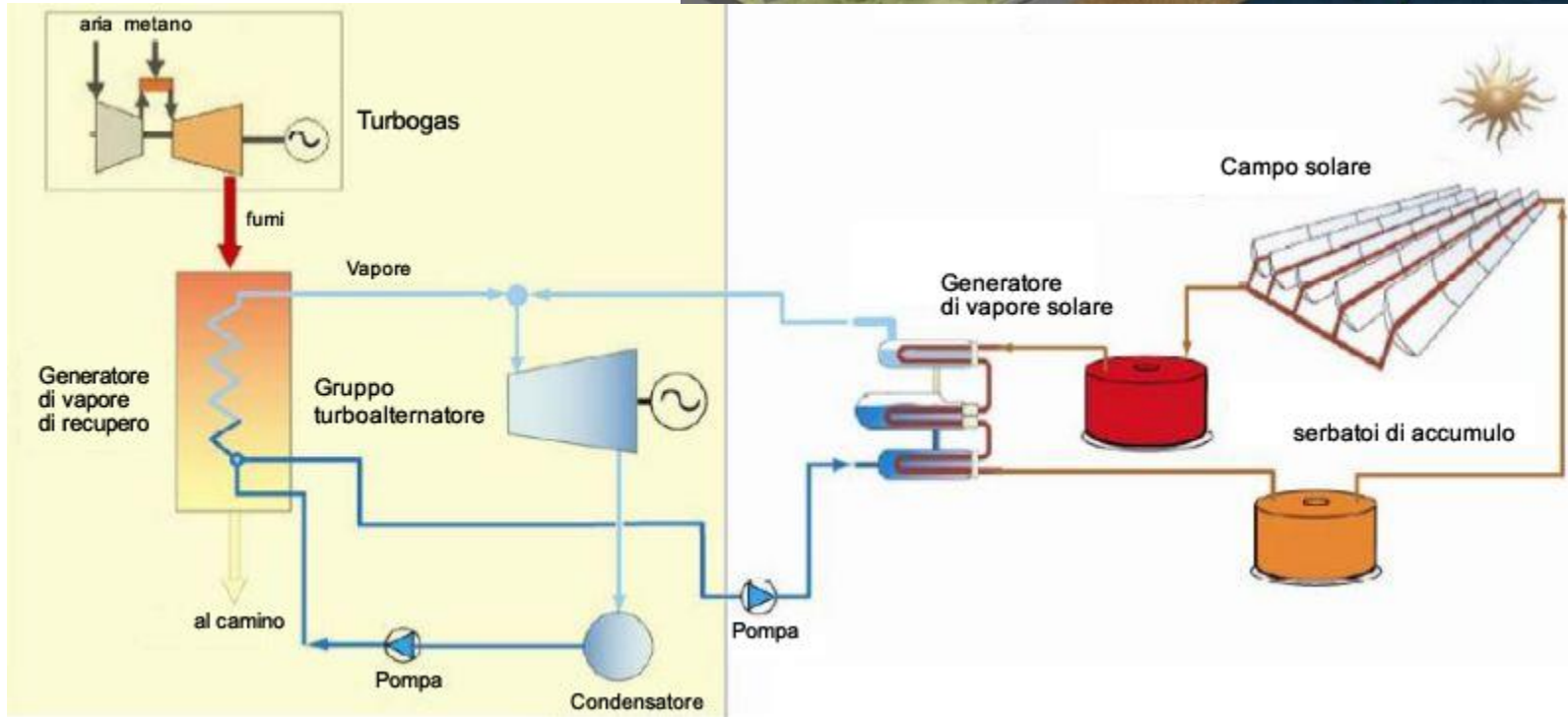
Parabolic trough

PT-oil: oil as HTF and molten salt storage

PT-SHS: superheated steam as HTF

PT-MS: molten salt as HTF and storage

Impianto Archimede



Impianti eolici

Gli impianti eolici producono energia elettrica utilizzando l'energia cinetica delle masse di aria:

- L'energia cinetica della massa di aria viene trasformata in energia meccanica di rotazione per mezzo di una turbina eolica, la turbina eolica è collegata ad un generatore elettrico (di tipo sincrono o asincrono) che trasforma l'energia meccanica di rotazione in energia elettrica.
- La producibilità di energia elettrica dipende dalla velocità del vento che è presente in media in un anno nel sito dove viene installato il generatore eolico.
- I dati sulla ventosità possono essere trovati, per l'Italia, nell'atlante eolico dell'Italia, (<http://atlanteeolico.rse-web.it/>) sviluppato inizialmente (2002) da CESI (Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano) e dal Dipartimento di Fisica dell'Università di Genova e gestito da RSE (Ricerca sul Sistema Energetico S.p.A., Società di proprietà di GSE. Assume la denominazione attuale il 21/7/2010 (la precedente denominazione era ENEA – Ricerca sul Sistema Elettrico (ERSE))

Costo di generazione dell'energia elettrica (1)

Per confrontare tra di loro gli impianti per la produzione di energia elettrica dal punto di vista economico, uno dei parametri che viene utilizzato è il **Levelized Cost Of Electricity** (LCOE) che fornisce una indicazione del prezzo a cui occorre vendere l'energia generata da un impianto di ciascuna tecnologia lungo la sua vita tecnica per coprire tutti i costi relativi alla costruzione e all'esercizio dell'impianto stesso (oneri finanziari e tasse inclusi) e ottenere un determinato ritorno sul capitale proprio investito.

$$LCOE = \frac{\sum_{i=0}^n \frac{C_i}{(1+r)^i}}{\sum_{i=0}^n \frac{E_i}{(1+r)^i}}$$

$LCOE$ = Levelized Cost of Electricity (c€/kWh, €/MWh)

n = numero di anni di vita dell'impianto, comprensivo degli anni necessari per la sua costruzione e per il suo smantellamento a fine vita

C_i = costo sostenuto nell'anno i^{mo} (c€, €)

r = tasso di interesse

E_i = Energia prodotta nell'anno i^{mo} (kWh, MWh)

Tra i costi bisogna considerare i costi per costruire e comprare le attrezzature (costi capitale), quelli di manutenzione e funzionamento e gli eventuali oneri fiscali

Costo di generazione dell'energia elettrica (2)

Una formula per il calcolo del LCOE può essere trovata nel documento: International Energy Agency, Nuclear Energy Agency, Organization for Economic Cooperation and Development, *Projected costs of generating electricity*, 2015 Edition

$$LCOE = \frac{\sum[(Capital_t + O\&M_t + Fuel_t + Carbon_t + D_t) \times (1 + r)^{-t}]}{\sum[MWh \times (1 + r)^{-t}]}$$

LCOE = Levelized Cost of Electricity (\$/MWh)

MWh = The amount of electricity assumed constant (MWh)

$(1 + r)^{-t}$ = the discount factor for year t (reflecting payments to capital)

Capital_t = total capital construction costs in year t

O&M_t = Operation and maintenance costs in year t

Fuel_t = Fuel costs in year t

Carbon_t = Carbon costs in year t

D_t = Decommissioning and waste management costs in year t

Costo di generazione dell'energia elettrica (3)

Nel caso di un impianto fotovoltaico, trascurando i costi variabili (includendo la sostituzione degli inverter nei costi fissi), e tenendo conto della degradazione delle prestazioni dei pannelli fotovoltaici, si ottiene:

$$LCOE = \frac{OCS \times CRF + FO\&MC}{\frac{E_0}{N} \times \sum_{k=1}^N \left(1 - \frac{d_r \times (k-1)}{100}\right)}$$

$$CRF = \frac{WACC \times (WACC + 1)^N}{(WACC + 1)^N - 1} + K_{ins}$$

OCS = cost of the plant (€)

CRF = capital recovery factor

$FO\&MC$ = fixed operation and maintenance costs (€/year)

E_0 = energy produced by the plant in the first year (kWh/year)

d_r = degradation rate of the PV modules (%/year)

$WACC$ = weighted average cost of capital (%)

K_{ins} = annual insurance cost in percentage of the cost of the plant (%) the

$$WACC = \frac{E}{E + D} \times K_e + \frac{D}{E + D} \times K_d$$

E = equity (€), D = debt (€), K_e = return of equity (%), K_d = cost of debt (%)

Costo di generazione dell'energia elettrica (4)

Per calcolare il LCOE bisogna conoscere:

- Quota di capitale proprio utilizzata per la realizzazione dell'impianto (%)
- Tasso di ritorno atteso sul capitale proprio (%)
- Durata del debito (anni)
- Tasso passivo sul debito (%)
- Aliquote fiscali (%)
- Costi di investimento specifici (M€/MW)
- Tempo necessario alla costruzione dell'impianto (anni)
- Costi fissi e variabili di funzionamento e manutenzione ((M€/(MW anno))
- Costi del combustibile (€/Gcal), se applicabili
- Rendimento dell'impianto (%), se applicabile
- Potenza massima dell'impianto
- Ore equivalenti di funzionamento a potenza massima (ore/anno)
- Vita tecnica dell'impianto (anni)

Costo di generazione dell'energia elettrica (5)

Table 4.8: Levelised costs of electricity for generating plants in Italy

Technology	Capital costs			O&M costs			Fuel, waste and carbon costs	Heat credit	LCOE		
	3%	7%	10%	3%	7%	10%			3%	7%	10%
	USD/MWh			USD/MWh					USD/MWh	USD/MWh	USD/MWh
Solar PV – residential rooftop	111.71	162.75	206.61	47.27	46.69	46.33	0.00	0.00	158.98	209.45	252.94
Solar PV – commercial rooftop	85.08	123.96	157.36	56.06	55.38	54.95	0.00	0.00	141.14	179.34	212.31
Solar PV – large, ground-mounted	65.80	95.87	121.70	48.37	47.78	47.41	0.00	0.00	114.17	143.65	169.11
Onshore wind	50.68	71.77	90.40	20.61	20.61	20.61	0.00	0.00	71.29	92.38	111.01
Small hydro – run-of-river	96.78	137.64	173.90	35.30	35.30	35.30	0.00	0.00	132.08	172.94	209.20
Biogas – engine	86.29	122.02	153.51	63.36	63.36	63.36	63.42	0.00	213.07	248.80	280.29
Solid biomass – turbine	64.42	91.28	115.01	69.82	69.82	69.82	156.89	0.00	291.12	317.98	341.71
Solid waste incineration	54.83	77.46	97.38	192.75	192.75	192.75	-90.67	0.00	156.92	179.55	199.47
Geothermal	41.67	62.67	81.35	18.20	18.20	18.20	0.00	0.00	59.87	80.87	99.55

Fonte: IEA, NEA, OECD, *Projected costs of generating electricity*, 2015 Edition

Fonte energetica	LCOE (€/MWh)	Mix Italia %
Carbone	53-65	15
Gas	70-86	43
Idroelettrica	60-380	14
Eolica	102-152	4,5
Biomasse	129-276	3,0
Termovalorizzatori	47-118	1,2
Fotovoltaica	150-329	6,3
Geotermica	51-144	2,0

Valore dei principali parametri utilizzati per il calcolo:

- Quota di capitale proprio: 25 %
- Tasso di ritorno del capitale proprio: 12 %
- Durata del debito: 15 anni
- Tasso passivo sul debito: 7 %
- Aliquote fiscali (IRES, IRAP): 27.5 %, 3.9 %

Costo di generazione dell'energia elettrica (6)

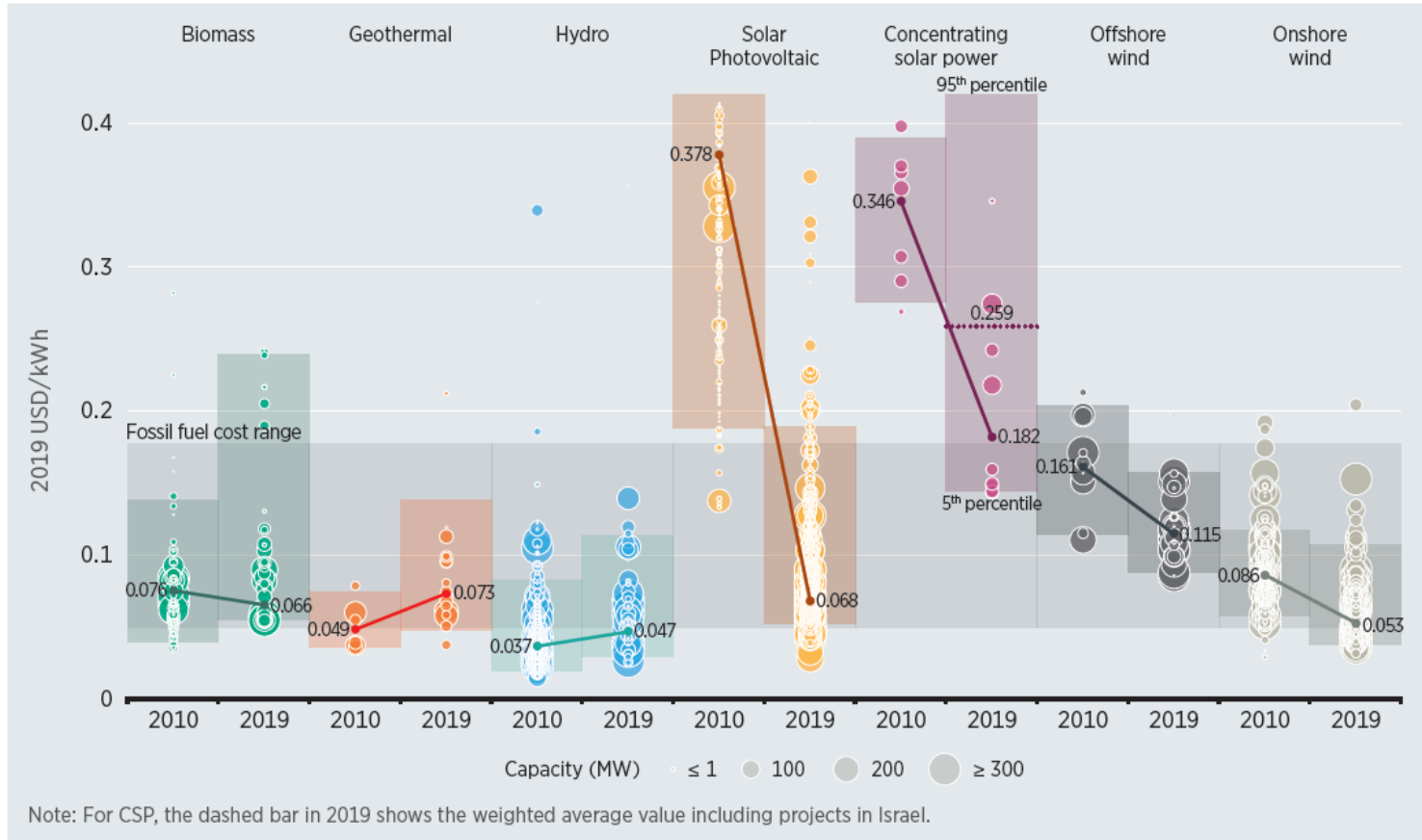
Table 4.6: Levelised costs of electricity for generating plants in Germany

Technology	Capital costs			O&M costs			Fuel, waste and carbon costs	Heat credit	LCOE		
	3%	7%	10%	3%	7%	10%			3%	7%	10%
	USD/MWh			USD/MWh					USD/MWh		
CCGT	6.88	10.95	14.59	7.71	7.71	7.71	83.90	0.00	98.49	102.56	106.20
OCGT	4.37	6.57	8.53	4.39	4.39	4.39	126.15	0.00	134.91	137.11	139.07
Coal – hard coal	9.51	18.03	25.97	9.14	9.14	9.14	48.36	0.00	67.01	75.53	83.47
Coal – lignite	11.89	22.54	32.46	11.07	11.07	11.07	43.08	0.00	66.04	76.69	86.61
Solar PV – residential rooftop	128.10	190.01	242.81	33.46	33.21	33.06	0.00	0.00	161.56	223.23	275.87
Solar PV – commercial rooftop	92.47	137.16	175.27	24.15	23.98	23.86	0.00	0.00	116.62	161.13	199.13
Solar PV – large, ground-mounted	72.96	108.23	138.30	19.06	18.92	18.83	0.00	0.00	92.02	127.14	157.13
Onshore wind	42.49	58.86	72.93	34.67	34.67	34.67	0.00	0.00	77.15	93.53	107.60
Offshore wind	96.97	134.34	166.46	49.33	49.33	49.33	0.00	0.00	146.31	183.68	215.80
Small hydro – run-of-river	77.68	171.98	265.42	41.10	41.10	41.10	0.00	0.00	118.78	213.08	306.51
Large hydro – run-of-river	47.69	105.76	163.41	17.40	17.40	17.40	0.00	0.00	65.08	123.16	180.80
CHP engine – biogas (digester)	35.27	50.28	62.77	32.93	32.93	32.93	0.00	-43.20	25.00	40.01	52.50
CHP engine – biogas	51.63	80.41	103.38	59.74	59.74	59.74	0.00	-51.75	59.62	88.40	111.37
CHP engine – mine gas	22.06	31.75	39.75	28.55	28.55	28.55	0.00	-46.20	4.40	14.09	22.10
CHP steam turbine – solid biomass	81.35	114.93	144.48	41.11	41.11	41.11	106.88	-150.75	78.59	112.16	141.72
CHP geothermal	186.64	290.14	392.66	77.58	77.58	77.58	0.00	-31.36	232.86	336.35	438.88

Fonte: IEA, NEA, OECD, *Projected costs of generating electricity*, 2015 Edition

Costo di generazione dell'energia elettrica (7)

Andamento del LCOE negli ultimi 9 anni secondo la International Renewable Energy Agency (IRENA)



Global levelised cost of electricity from newly commissioned utility-scale renewable power generation technologies, 2010-2019

Source: IRENA Renewable Cost Database.

Note: This data is for the year of commissioning. The diameter of the circle represents the size of the project, with its centre the value for the cost of each project on the Y axis. The thick lines are the global weighted-average LCOE value for plants commissioned in each year. Real weighted average cost of capital (WACC) is 7.5% for OECD countries and China and 10% for the rest of the world. The single band represents the fossil fuel-fired power generation cost range, while the bands for each technology and year represent the 5th and 95th percentile bands for renewable projects.

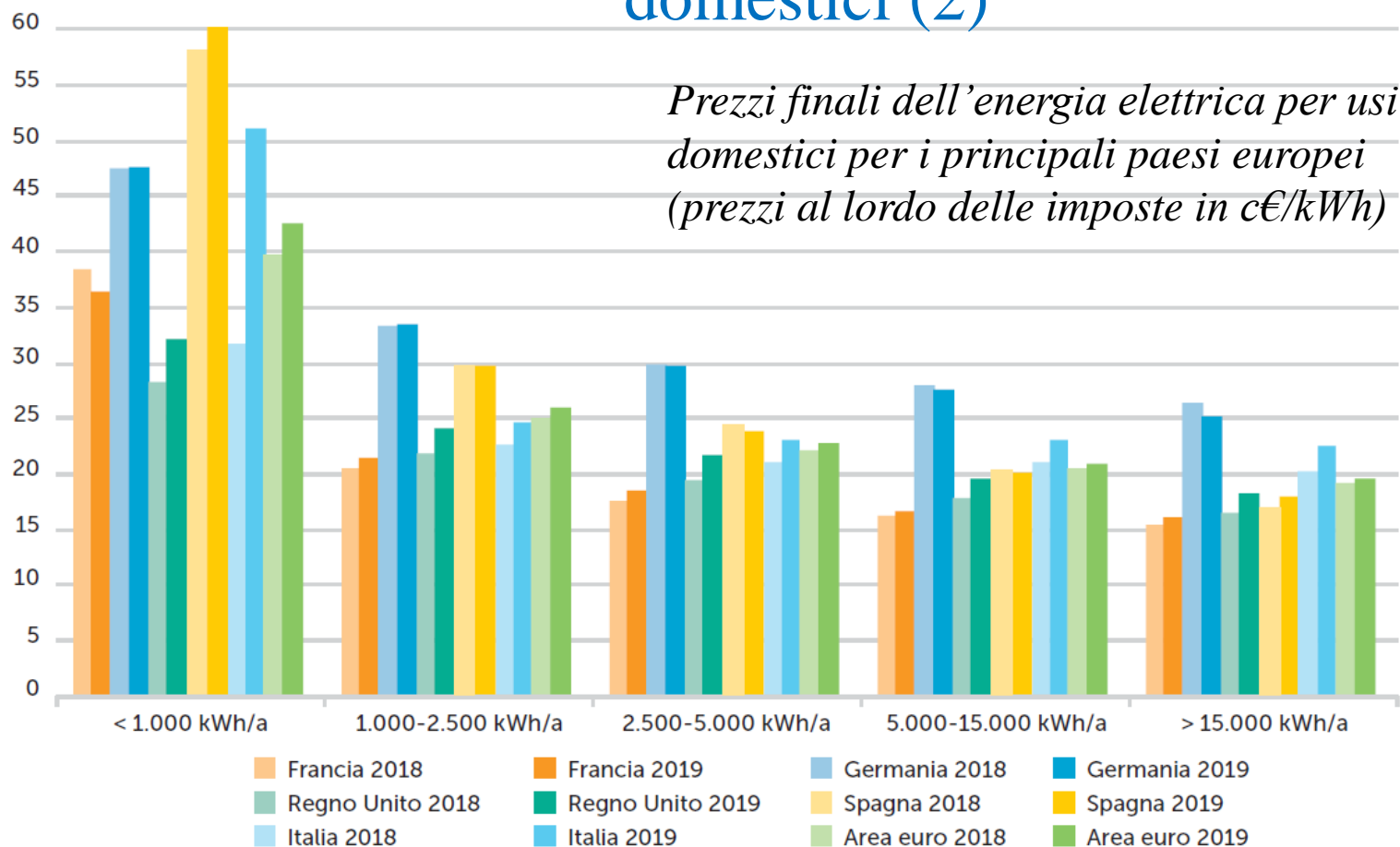
Prezzi finali (c€/kWh) dell'energia elettrica per i consumatori domestici nel 2019

I dati statistici sul prezzo della energia elettrica agli utenti finali sono riportati dalla Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente in un rapporto annuale

- Anche nel 2019 la Germania è stato il paese dove sono stati praticati i prezzi più alti per il consumo domestico di energia elettrica.
- Rispetto all'omologo tedesco, il cliente domestico italiano ha continuato a pagare prezzi finali decisamente inferiori, anche se il divario si è ridotto.

CONSUMATORI	FASCIA DI CONSUMO ANNUO (kWh)									
	< 1.000		1.000-2.500		2.500-5.000		5.000-15.000		> 15.000	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Austria	22,82	38,22	15,41	24,40	13,33	20,54	11,93	18,08	10,61	16,03
Belgio	35,47	48,77	21,43	30,87	19,51	28,50	17,56	26,11	14,29	22,01
Bulgaria	8,47	10,16	8,32	9,99	8,15	9,78	8,05	9,65	7,98	9,58
Cipro	24,41	32,74	16,61	23,42	15,61	22,20	15,14	21,60	13,54	19,69
Croazia	17,25	21,09	11,20	14,25	10,29	13,23	9,84	12,72	9,57	12,41
Danimarca	16,33	36,67	12,61	32,02	10,63	29,54	9,85	23,61	9,54	21,68
Estonia	12,17	16,39	10,68	14,60	10,05	13,84	9,42	13,09	8,55	12,04
Finlandia	27,72	37,41	17,19	24,25	11,87	17,59	9,88	15,04	7,71	12,37
Francia	26,36	36,33	14,50	21,53	12,04	18,46	10,67	16,74	10,11	16,02
Germania	28,87	47,74	16,95	33,47	13,96	29,81	12,16	27,56	10,46	25,09
Grecia	16,58	21,00	12,13	16,10	11,65	15,73	11,43	16,81	10,92	20,24
Irlanda	30,90	38,76	25,05	30,85	20,79	24,85	18,24	21,36	15,75	18,06
Italia	32,10	51,19	17,37	24,76	14,30	23,21	12,72	23,07	11,54	22,48
Lettonia	14,22	21,74	12,01	17,33	11,40	16,35	10,87	15,50	10,78	15,56
Lituania	9,85	13,02	9,64	12,77	9,47	12,55	9,06	12,05	8,38	11,21
Lussemburgo	28,61	34,54	16,41	21,39	13,26	17,99	10,98	15,53	10,05	14,51
Malta	33,82	35,67	13,91	14,76	12,21	12,98	14,28	15,15	30,92	32,62
Paesi Bassi	39,38	9,24	18,92	18,36	13,58	20,61	9,61	21,09	n.d.	n.d.
Polonia	12,31	18,09	9,50	14,56	8,83	13,60	8,19	12,72	7,94	12,51
Portogallo	17,86	37,87	12,09	23,96	11,09	21,66	10,45	20,55	9,99	19,58
Regno Unito	21,99	32,20	16,55	24,22	14,81	21,66	13,44	19,68	12,57	18,32
Repubblica Ceca	24,47	32,10	17,16	23,26	12,47	17,59	9,33	13,79	9,25	13,70
Romania	9,98	13,83	10,05	13,91	10,04	13,90	10,11	13,98	10,01	13,86
Slovacchia	17,49	25,21	11,71	18,27	9,66	15,81	7,93	13,74	6,59	12,13
Slovenia	17,90	31,90	13,05	20,32	11,36	16,50	10,36	14,29	9,36	12,49
Spagna	33,32	60,89	16,28	29,74	13,24	23,99	11,21	20,19	10,51	17,94
Svezia	29,54	41,27	15,85	24,15	13,07	20,67	10,47	17,43	8,49	14,99
Ungheria	9,09	11,54	8,89	11,29	8,73	11,09	8,55	10,86	8,45	10,74
Norvegia	33,13	42,49	20,34	26,88	13,12	18,06	9,18	13,24	7,99	11,79
Unione europea	26,03	38,49	15,56	24,56	13,06	21,60	11,47	19,71	10,55	18,48
Area euro	28,57	42,54	16,12	25,98	13,30	22,76	11,61	20,93	10,64	19,67

Prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori domestici (2)



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

Francia e Regno Unito mantengono, invece, prezzi più bassi dell'Italia. La Francia vede aumentare la propria convenienza per tutte le classi; i differenziali dei prezzi italiani per le classi a maggiori consumi si collocano intorno al +40% (erano del +30% circa nel 2018)

Prezzi finali (c€/kWh) dell'energia elettrica per i consumatori industriali nel 2019

- I prezzi medi italiani al lordo degli oneri e delle imposte continuano – come ormai dal 2015 e nonostante i maggiori rincari del 2019 – a non essere più quelli maggiormente elevati tra i principali paesi europei.
- I consumatori industriali di energia elettrica del nostro Paese seguitano, infatti, a pagare prezzi più convenienti rispetto agli omologhi tedeschi, sia pure con differenziali negativi in netta contrazione in confronto al 2018.

CONSUMATORI	PREZZI FASCIA DI CONSUMO ANNUO (MWh)											
	< 20		20-500		500-2.000		2.000-20.000		20.000-70.000		70.000-150.000	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Austria	12,64	19,48	9,90	15,18	8,10	12,98	7,14	11,43	6,28	10,07	5,84	9,34
Belgio	18,16	27,52	11,66	18,86	8,05	13,87	7,22	11,92	6,13	9,74	5,34	7,87
Bulgaria	10,42	12,62	9,61	11,65	8,68	10,54	8,11	9,86	7,54	9,17	6,74	8,21
Cipro	15,86	22,55	14,85	21,34	13,85	20,08	13,17	19,06	12,92	18,24	11,20	16,96
Croazia	13,02	16,39	10,99	14,09	8,97	11,81	8,03	10,64	7,12	9,56	6,03	7,32
Danimarca	10,30	28,93	8,44	26,16	6,26	23,41	6,16	23,29	5,31	22,21	5,30	22,20
Estonia	10,67	14,59	8,42	11,89	7,67	10,99	6,66	9,77	6,13	9,09	6,34	9,27
Finlandia	9,10	12,15	8,11	10,93	6,45	8,87	6,05	8,38	5,07	7,15	5,06	7,15
Francia	12,63	19,14	9,94	15,44	7,75	11,81	6,65	9,69	6,02	8,00	5,47	6,83
Germania	12,70	27,83	9,35	22,53	7,73	19,97	6,35	17,18	4,81	13,05	4,19	11,86
Grecia	12,82	18,46	10,49	15,52	8,13	11,70	7,23	10,16	7,36	9,24	n.d.	n.d.
Irlanda	19,34	24,81	15,75	18,66	13,66	16,20	11,35	13,36	9,49	10,80	8,53	10,07
Italia	18,24	37,48	10,91	22,25	9,41	18,83	8,95	15,81	8,31	12,57	7,85	10,27
Lettonia	14,98	23,25	10,54	15,75	8,46	12,84	7,32	11,12	6,12	9,60	5,54	8,88
Lituania	12,19	15,87	9,51	12,64	8,43	11,33	7,53	10,23	6,60	9,10	3,57	4,90
Lussemburgo	11,89	16,50	9,65	12,00	8,19	9,79	6,64	7,88	4,44	4,87	n.d.	n.d.
Malta	23,54	24,87	15,03	15,94	13,35	14,17	11,71	12,45	10,60	11,29	9,53	10,16
Paesi Bassi	n.d.	n.d.	7,98	14,73	6,82	11,13	6,43	10,45	5,95	7,91	5,66	7,17
Polonia	11,81	17,46	9,43	14,19	7,13	11,26	6,45	10,41	6,12	9,87	5,87	9,38
Portogallo	11,34	21,44	10,16	17,55	8,36	14,09	7,53	12,56	6,77	10,79	6,15	9,80
Regno Unito	13,96	22,14	12,23	20,20	9,98	18,39	9,32	17,08	8,72	16,19	8,07	15,51
Repubblica Ceca	17,03	23,06	12,23	16,89	6,54	9,39	6,48	8,99	6,67	9,00	6,33	8,53
Romania	9,81	13,51	9,43	13,07	8,37	11,82	7,73	11,01	7,29	10,36	7,15	10,18
Slovenia	11,42	17,88	9,58	13,84	7,89	11,67	6,88	9,85	6,07	8,39	5,46	7,44
Spagna	18,08	29,91	10,83	17,66	9,07	13,63	8,22	11,47	7,30	10,10	6,51	9,00
Svezia	14,45	18,55	8,28	10,83	6,94	9,16	5,91	7,88	4,95	6,67	4,68	6,34
Ungheria	11,97	16,26	10,25	14,08	8,59	11,97	7,83	11,01	7,14	10,14	6,93	9,86
Norvegia	8,11	12,38	7,08	10,10	6,95	9,92	5,79	8,46	5,03	7,52	4,45	5,57
Unione europea	14,00	24,17	10,16	17,99	8,23	14,97	7,36	13,09	6,52	11,01	5,97	9,98
Area euro	14,32	25,88	10,03	18,63	8,22	15,40	7,26	13,19	6,31	10,62	5,71	9,38

Prezzo dell'energia elettrica agli utenti finali

- Una tecnologia di produzione della energia elettrica è economicamente conveniente rispetto ad un'altra , al fine della vendita della energia elettrica prodotta sul mercato elettrico, quando ha un LCOE minore.
- **Grid parity:** per ogni tecnologia di produzione della energia elettrica, si ha quando il costo di produzione (LCOE) uguaglia il prezzo di acquisto della energia elettrica. Al raggiungimento della grid parity la tecnologia può diventare economicamente conveniente per l'**autoconsumo**.
- Fra le tecnologie che utilizzano fonti energetiche rinnovabili, la tecnologia idroelettrica, geotermoelettrica ed eolica presentano LCOE comparabili con le tecnologie che utilizzano combustibili fossili. La tecnologia fotovoltaica presenta un LCOE superiore che però è diminuito considerevolmente negli ultimi anni. Il raggiungimento della grid parity per la tecnologia fotovoltaica dipende dalla regione geografica (intensità dell'irraggiamento solare/costo della energia elettrica)