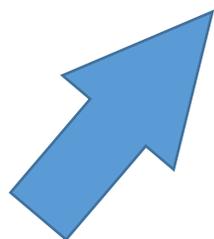


<http://www.enea.it/it/seguici/pubblicazioni/pdf-sistema-energetico-italiano/01-bollettino-trimestrale-2019.pdf>



Sintesi dei contenuti

- Secondo la stima preliminare dell'ENEA, nel 2018 i **consumi di energia primaria** sono stati pari a circa 171,5 Mtep, in aumento di circa un punto percentuale rispetto al 2017. Nel corso degli ultimi quattro anni si è dunque consolidata una tendenza opposta a quella registrata nel lungo e costante periodo di riduzione dei consumi iniziato già prima della crisi economica. Nel 2018 l'aumento della domanda di energia è risultato in linea con la crescita dell'economia, dunque l'intensità energetica del PIL è rimasta sostanzialmente invariata, confermando lo stop ai cali degli anni precedenti già emersa nel 2017.
- In un'ottica di lungo periodo la correlazione registrata negli ultimi anni tra i consumi di energia e i loro principali driver sembra indicare che gli obiettivi di riduzione dei consumi individuati nel recente Piano Nazionale integrato Energia e Clima (PNEC) richiedano una forte accelerazione nel disaccoppiamento tra energia ed economia.
- L'incremento di circa 2 Mtep di energia primaria rispetto ai livelli del 2017 è imputabile all'aumento dei consumi di petrolio, fonti rinnovabili ed importazioni di energia elettrica, complessivamente cresciuti di circa 5 Mtep, e solo in parte compensati dalla minore domanda di gas e carbone. La ripresa dei consumi di petrolio e la riduzione del ricorso al gas per la generazione elettrica hanno fatto sì che nel 2018 le due fonti siano arrivate a coprire la stessa quota di energia (circa il 35%), mentre la quota di fonti fossili nel mix energetico si colloca la 75% (1,5% in meno rispetto a 2017, ma ancora due punti percentuali in più rispetto al minimo del 2013).

ENEA

Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile

Analisi trimestrale del SISTEMA ENERGETICO ITALIANO

Anno 2018

- Secondo le stime ENEA, i consumi finali di energia per 2018 si attestano a circa 127,5 Mtep, in aumento di circa l'1,5% rispetto al 2017. In un'ottica di più lungo periodo i consumi finali di energia sembrano essere tornati su un trend di crescita rispetto al punto di minimo raggiunto nel corso del 2014, quando erano scesi sotto la soglia dei 120 Mtep. La crescita del 2018 è imputabile fundamentalmente all'aumento dei prodotti petroliferi nel settore **trasporti**, settore nel quale nel 2018 si segnala il calo del mercato dell'auto e il peggioramento delle emissioni medie specifiche del nuovo immatricolato (114 gCO₂/Km, +1,8% sul 2017). In lieve riduzione i consumi del settore industriale, in un anno di progressivo rallentamento della produzione. Sostanzialmente stabili i consumi del settore civile, a fronte di un impulso negativo proveniente dai driver (clima e prezzi dell'energia)
- La richiesta di **energia elettrica** resta su un trend di crescita molto moderato (+0,4% nel 2018). Rispetto ai livelli massimi del 2008 la domanda risulta oggi inferiore di circa il 5%, in ripresa quindi rispetto al -9% di inizio 2015 (+1% la crescita media annua nel periodo 2015-2018). I consumi finali di energia sono cresciuti ad un ritmo tre volte superiore rispetto al più modesto aumento della domanda elettrica, dunque l'elettrificazione del sistema energetico risulta in sia pur marginale calo rispetto al 2017, appena al di sotto del 20% dei consumi finali, sostanzialmente stabile da quattro anni. Si tratta di un elemento di potenziale criticità per il raggiungimento dei target di decarbonizzazione di medio periodo.
- Nella generazione elettrica, in riduzione rispetto al 2017 (-1,8%) nonostante il marginale aumento della domanda, una variazione significativa riguarda il gas naturale, in riduzione di circa 2 Mtep sul 2017 (oltre l'8% in meno) dopo la ripresa dell'ultimo triennio, favorita tuttavia da elementi congiunturali. In aumento invece le rinnovabili elettriche, che hanno prodotto 95 TWh di energia elettrica (+12%), grazie alla ripresa della produzione idroelettrica dai livelli minimi del 2017. È però per la prima volta in calo la produzione da fonti rinnovabili intermittenti (-1,3 TWh, oltre il 3% in meno sull'anno prima), soprattutto a causa della minore produzione solare (quasi il 5% in meno).

- Secondo la stima preliminare ENEA nel 2018 le **emissioni di CO₂** del sistema energetico italiano sono state pari a circa 325 Mt, in riduzione di circa il 2% rispetto ai livelli stimati per il 2017. A determinare il calo delle emissioni sono stati i settori della trasformazione dell'energia, generazione elettrica in primis (-7%), e in misura minore i settori industriale (-2%) e civile, le cui riduzioni hanno più che compensato l'aumento delle emissioni dei trasporti.
- La traiettoria emissiva italiana al 2030 risulta divergere da quella coerente con i target europei, come declinati nel recente Piano Nazionale integrato Energia e Clima, e spostare questa traiettoria su quella target delineata nel PNEC richiede che alcune variabili chiave prendano velocemente un percorso di riduzione significativamente diverso da quello registrato nell'ultimo decennio. In particolare è in primo luogo l'intensità energetica (consumi di energia per unità di PIL) che dovrebbe collocarsi su una traiettoria decisamente più ripida di quella registrata nell'ultimo decennio: il tasso medio annuo di riduzione dell'intensità energetica dovrebbe essere più che doppio di quello registrato nell'ultimo decennio. In assenza di ciò sembrano in particolare di notevole complessità gli obiettivi di riduzione delle emissioni dei settori non-ETS.
- Le diverse questioni che riguardano il sistema energetico italiano sono sintetizzate dall'indice sintetico della transizione energetica **ISPRED** elaborato dall'ENEA, che nel 2018 presenta un nuovo significativo peggioramento rispetto all'anno precedente (-8%). Si tratta del quarto peggioramento consecutivo su base annuale dopo il massimo raggiunto nel 2014. L'analisi dell'evoluzione temporale degli indicatori che contribuiscono a comporre l'indice ISPRED consolida la conclusione che l'obiettivo di uno sviluppo equilibrato e sinergico delle diverse componenti del trilemma energetico sembra lontana dal realizzarsi. Continuano invece a susseguirsi fasi nelle quali il miglioramento su un aspetto si accompagna al peggioramento su altri. L'analisi evidenzia infatti la significatività di relazioni di trade-off tra le tre dimensioni.
- Come nei precedenti tre anni il peggioramento dell'ISPRED è in primo luogo ascrivibile alla dimensione **decarbonizzazione**. Sebbene nel corso dell'anno si siano registrati segnali positivi, che hanno portato a una ripresa del percorso di riduzione delle emissioni di CO₂, in disaccoppiamento con i consumi di energia, gli indicatori relativi alle emissioni di CO₂ riflettono il fatto che la distanza fra le emissioni stimate a fine 2018 e quelle corrispondenti alla traiettoria coerente con gli obiettivi 2030 è sui massimi dell'ultimo decennio, particolarmente nel caso delle emissioni dei settori non-ETS (trasporti, civile e industria non energivora). A questo si aggiunge un peggioramento marcato anche dell'indice relativo alle fonti rinnovabili, che se continuassero a seguire la traiettoria degli ultimi anni si fermerebbero ben al di sotto del 30%, obiettivo fissato per il 2030 nel recente PNEC. Tra l'altro, secondo la stima preliminare ENEA, a fine 2018 la quota di fonti energetiche rinnovabili (FER) sui consumi finali dovrebbe risultare pari a circa il 18%, sui livelli dell'anno precedente e perfino con una buona probabilità di una marginale riduzione.

- Complessivamente la dimensione **sicurezza** dell'ISPRED presenta una variazione minima rispetto al 2017, ma con variazioni differenziate tra i diversi mercati e segmenti della *supply chain*. Nel **sistema petrolifero e della raffinazione** la ripresa dei consumi ha determinato una lieve risalita del peso del petrolio nel sistema energetico, con importazioni nette costanti al 95%, ma con una diversificazione che resta molto elevata e in un contesto di mercato globale del petrolio nel quale continua ad aumentare il ruolo della produzione dei Paesi OECD. Si segnalano invece i peggioramenti degli indicatori relativi al rapporto tra produzione interna e consumo di gasolio, che continua la sua discesa verso la parità, e dei margini di raffinazione, penalizzati per buona parte dell'anno dagli aumenti del greggio, ma che pure sono diminuiti più che altrove. Nell'anno è sceso anche il tasso di utilizzo degli impianti di raffinazione, che si è collocato stabilmente intorno al 78%, come nella prima metà del 2017, quando però l'utilizzo era poi salito nella seconda metà fino all'85%, corrispondente ai massimi decennali. Anche la media 2018 resta dunque relativamente elevata se valutata in un'ottica di medio periodo.
- Gli indicatori relativi al sistema del **gas naturale** sono in complessivo miglioramento, perché il calo dei consumi ha comportato anche a livello giornaliero un più elevato margine di capacità rispetto al picco di domanda, sebbene la disponibilità solo parziale dell'interconnessione con il Nord Europa abbia fatto divenire problematico il rispetto della regola N-1. Il ruolo sempre più dominante del gas russo ha portato in alcuni periodi dell'anno a una significativa riduzione della diversificazione degli approvvigionamenti, ma nell'ultimo trimestre il mutato scenario del mercato internazionale ha portato a un forte aumento degli arrivi di gas naturale liquefatto (GNL). Pur restando su livelli decisamente elevati (1,7 €/MWh) si è inoltre ridotto il differenziale tra il prezzo all'ingrosso italiano (PSV) e quello del principale hub europeo (TTF), che peraltro nel 2017 era stato sui massimi dal 2012.
- Nel **sistema elettrico** il ritorno alla media sia dell'idraulicità sia delle importazioni, insieme alla sostanziale stagnazione della domanda, hanno determinato un miglioramento nel margine di riserva alla punta, che nelle ore più critiche dell'anno è comunque rimasto intorno al 30%. Sia la penetrazione oraria massima sia la variabilità delle fonti intermittenti sono rimaste al di sotto del dato 2017, allentando alcune loro implicazioni per la gestione in sicurezza del sistema. Il forte aumento del prezzo del gas per la gran parte dell'anno, insieme alla riduzione del peso della generazione termoelettrica sul mercato, di quella a gas in particolare, ha portato al peggioramento della redditività di questi impianti, con un calo del 53% del *clean spark spread* (a 5,4 €/MWh).
- Sul fronte dei **prezzi dell'energia** il 2018 è stato un anno negativo. Nell'anno si sono progressivamente riversati sui prezzi al dettaglio i rialzi dei prezzi di petrolio e gas naturale registrati fino a settembre, mentre i cali successivi non sono ancora arrivati ai prezzi al dettaglio. Anche al netto di questi ultimi cali il prezzo medio annuo di petrolio e gas naturale è comunque risultato in media d'anno in significativo aumento (+30% circa per entrambi). Nel caso dei prezzi dell'energia elettrica per le utenze industriali piccole e medie gli aumenti del prezzo nel 2018 sono stati pari all'8-13%, mentre per le utenze di dimensioni maggiori si possono stimare aumenti molto più contenuti, anche grazie agli sgravi fiscali in favore degli energivori. Per quanto riguarda i prezzi dell'elettricità per gli utenti domestici, come registrato dall'indice dei prezzi al consumo armonizzato Istat (IPCA), il 2018 segnala un certo aumento (+4,5%), a fronte di un pur ridotto tasso d'inflazione (+1,2%). Per il gas naturale, l'aumento del prezzo nel 2018 per l'utente non domestico (classificabile nella fascia di consumo 1.000-10.000 GJ per anno) si può stimare pari al 21%. Per quello che riguarda i prezzi al consumo del gas per le utenze domestiche (IPCA), si segnala altresì un aumento pari al 5,6%, piuttosto elevato se letto alla luce del trend più recente.

- Nel confronto internazionale, in ordine al gas naturale, nei primi nove mesi del 2018 l'Italia conosce un livello di prezzo praticato alle utenze industriali (nella fascia di consumo 27.780 - 277.800 MWh/a) in linea con la media dell'Unione Europea (2,38 c€/kWh, contro una media UE 28 di 2,42). Molto più problematico il confronto internazionale relativo ai prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica, che nel 2018 nell'Unione vede l'Italia in posizione più competitiva solo rispetto ad Irlanda e Gran Bretagna, altri Paesi a notevole dipendenza dal gas naturale in termini di generazione elettrica.
- Queste dinamiche si sono inevitabilmente riflesse nella dimensione prezzi dell'ISPRED, che è anch'essa in peggioramento, ma temperato dal miglioramento dei prezzi dell'elettricità per i consumatori industriali con consumi elevati, che nel confronto con il 2017 hanno beneficiato della riforma che introdotto gli sgravi degli oneri di sistema per i consumatori energivori. Peggiorano invece significativamente gli indicatori relativi ai prezzi dell'energia elettrica per gli altri utenti. I prezzi per i clienti domestici sono infatti sui massimi dell'ultimo decennio, mentre quelli dei piccoli consumatori non domestici sono tornanti sui livelli di cinque anni fa, oltre a rimanere i più elevati dell'UE. In peggioramento anche gli indicatori relativi ai prezzi del gas naturale, per tutte le fasce di consumo, sebbene in questo caso nel confronto con gli altri Paesi i prezzi italiani siano più in linea con gli altri Paesi europei.
- Anche i prezzi al consumo del gasolio sono aumentati nel corso 2018 (+8% rispetto al 2017). Anche in questo caso si segnala un aumento leggermente inferiore a quello dei prezzi medi europei, cosicché il prezzo italiano è ora il secondo più alto dell'UE-28, di poco inferiore a quello svedese. Dietro a questo miglioramento vi è il fatto che il prezzo industriale del gasolio (al netto delle tasse) è tornato al di sotto della media UE-28, cosa che non accadeva dal 2016.
- I dati sul **commercio internazionale** di prodotti e tecnologie legate alla transizione energetica collocano l'Italia in posizione complessivamente non positiva, pur tra luci ed ombre. In particolar modo, la posizione italiana dal lato della mobilità low-carbon (veicoli elettrici, veicoli ibridi, accumulatori agli ioni di litio) sembra caratterizzata da una forte dipendenza dall'estero, con saldi commerciali negativi, secondo un trend sempre più accentuato. Buona la posizione per il solare termico e per l'eolico. Per il fotovoltaico il saldo commerciale nel 2018 è leggermente negativo, ma è da segnalare l'evidenza di una buona performance verso i Paesi extra-UE. In particolare, emerge una certa specializzazione dell'export italiano in favore degli USA (93% dell'export totale, dato 2017, rispetto al quale il 2018 pare sostanzialmente in linea).



Home > Approfondimenti

[Archivio editoriali](#)

[Archivio news 2019](#)

[Archivio news 2018](#)

[Archivio news 2017](#)

[Archivio news 2016](#)

[Archivio news 2015](#)

[Archivio news 2014](#)

[Archivio news 2013](#)

[Archivio news 2012](#)

[Archivio news 2011](#)

[Archivio news 2010](#)

[Archivio news 2009](#)

Approfondimenti

5 Aprile 2019

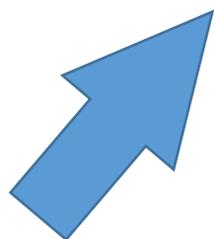
ENEA: la transizione energetica italiana è ferma

(Filippo Franchetto)

Gli obiettivi di riduzione dei consumi (e delle emissioni) individuati nel recente Piano Nazionale integrato Energia e Clima (PNEC), in linea con i target europei al 2030, richiedono una forte accelerazione nel disaccoppiamento tra energia ed economia.

I dati riportati nella **prima analisi trimestrale 2019 del sistema energetico**, elaborata dall'ENEA, mostrano come nel 2018 la domanda di energia in Italia sia risultata in linea con la crescita dell'economia; in altre parole, **l'intensità energetica** (consumi di energia per unità di PIL) è rimasta sostanzialmente **invariata**, confermando lo stop ai cali registrati negli anni precedenti al 2017. E anche i **consumi finali di energia** sembrano essere tornati su un trend di **crescita** rispetto al punto minimo raggiunto nel corso del 2014, soprattutto per l'aumento della domanda di prodotti petroliferi nel settore trasporti.

<https://www.enea.it/it/seguici/pubblicazioni/pdf-sistema-energetico-italiano/01-analisi-trimestrale-2020.pdf/view>



Sintesi dei contenuti



- Secondo la stima preliminare dell'ENEA, nel 2018 i **consumi di energia primaria** sono stati pari a circa 171,5 Mtep, in aumento di circa un punto percentuale rispetto al 2017. Nel corso degli ultimi quattro anni si è dunque consolidata una tendenza opposta a quella registrata nel lungo e costante periodo di riduzione dei consumi iniziato già prima della crisi economica. Nel 2018 l'aumento della domanda di energia è risultato in linea con la crescita dell'economia, dunque l'intensità energetica del PIL è rimasta sostanzialmente invariata, confermando lo stop ai cali degli anni precedenti già emersa nel 2017.
- In un'ottica di lungo periodo la correlazione registrata negli ultimi anni tra i consumi di energia e i loro principali driver sembra indicare che gli obiettivi di riduzione dei consumi individuati nel recente Piano Nazionale integrato Energia e Clima (PNEC) richiedano una forte accelerazione nel disaccoppiamento tra energia ed economia.
- L'incremento di circa 2 Mtep di energia primaria rispetto ai livelli del 2017 è imputabile all'aumento dei consumi di petrolio, fonti rinnovabili ed importazioni di energia elettrica, complessivamente cresciuti di circa 5 Mtep, e solo in parte compensati dalla minore domanda di gas e carbone. La ripresa dei consumi di petrolio e la riduzione del ricorso al gas per la generazione elettrica hanno fatto sì che nel 2018 le due fonti siano arrivate a coprire la stessa quota di energia (circa il 35%), mentre la quota di fonti fossili nel mix energetico si colloca la 75% (1,5% in meno rispetto a 2017, ma ancora due punti percentuali in più rispetto al minimo del 2013).

Sintesi dei contenuti

Dalla pandemia un impatto senza precedenti sul sistema economico globale e nazionale

All'inizio del 2020 la pandemia legata al Covid-19 ha travolto il sistema economico globale in una misura e con una velocità senza precedenti. Se ancora a gennaio il Fondo Monetario Internazionale stimava per il 2020 una crescita globale di poco superiore al 3%, è poi passato a prevedere una recessione che "non ha precedenti", con una contrazione del 3% per l'anno in corso, incomparabile con quella legata alla crisi finanziaria del 2009, quando la flessione fu dello 0,1%. La caduta del PIL è inoltre prevista particolarmente marcata nell'Eurozona (-7,5%). Nel caso dell'Italia, che è stato il primo dei Paesi occidentali ad essere colpito dall'epidemia, nel I trimestre dell'anno il PIL si sarebbe ridotto di circa il 5% sul trimestre precedente, pressoché interamente per la fermata delle attività produttive non essenziali a marzo, che si stima abbia ridotto la produzione industriale di almeno il 15% sul mese precedente, il più forte calo mensile dal 1960. Il secondo trimestre dell'anno dovrebbe subire gli effetti del blocco in misura ancora maggiore, per cui nell'insieme del primo semestre del 2020 il PIL si ridurrebbe di circa il 15%, un calo "di intensità eccezionale, mai registrato nella storia della Repubblica" (Upb, 2020).

Effetti dirompenti sul sistema energetico globale

Questo shock macroeconomico e sociale ha già iniziato a produrre effetti dirompenti sul sistema energetico globale e sui mercati dell'energia. La domanda globale di petrolio, che a gennaio veniva prevista in crescita dell'1% nel 2020, è stimata ad aprile in calo di quasi 30 milioni di barili/giorno, un calo che non ha precedenti, e nell'ipotesi di un graduale ritorno alla normalità a partire da maggio a fine anno dovrebbe presentare il calo più forte mai registrato su base annua (-10% circa, contro il -7% del 2009). L'eccesso di offerta ha subito determinato un crollo del prezzo del petrolio, che ancora a gennaio era previsto per il 2020 stabile intorno ai 70 \$/bbl (Brant dated) e a metà aprile è sceso al di sotto dei 20 \$/bbl, livelli non più toccati dalla fine del secolo scorso. Ai minimi storici è precipitato anche il prezzo del gas.

Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile

Analisi trimestrale del SISTEMA ENERGETICO ITALIANO

Anno 2020



1/2021

ISSN 2531-4750

Fonti di energia rinnovabili

L'energia rinnovabile è l'energia che viene raccolta da *risorse rinnovabili*, che sono naturalmente reintegrate in *una scala temporale umana*, come la luce solare, il vento, la pioggia, le maree, le onde ed il calore geotermico.

Forme di energia solare indiretta: energia idroelettrica

energia eolica

energia dalle maree e dalle onde

Energia geotermica

Energia solare diretta:

energia fotovoltaica

concentratori termici

(Energia da biomasse)

- Dal testo Baird-Cann «Chimica Ambientale»

Un problema comune delle fonti di energia solare, eolica, delle onde e delle maree è la loro variabilità nell'arco di brevi periodi di tempo e la totale indisponibilità, per ore o giorni. Discuteremo quindi anche la conseguente necessità

<http://www.ilsole24ore.com/art/commenti-e-idee/2018-04-17/le-due-facce-dell-italia-rinnovabili-174929.shtml?uuid=AENpl8ZE>

Lato A: l'Italia è ancora tra [i Paesi più forti nell'energia rinnovabile](#) con aziende che fanno scuola nel mondo.

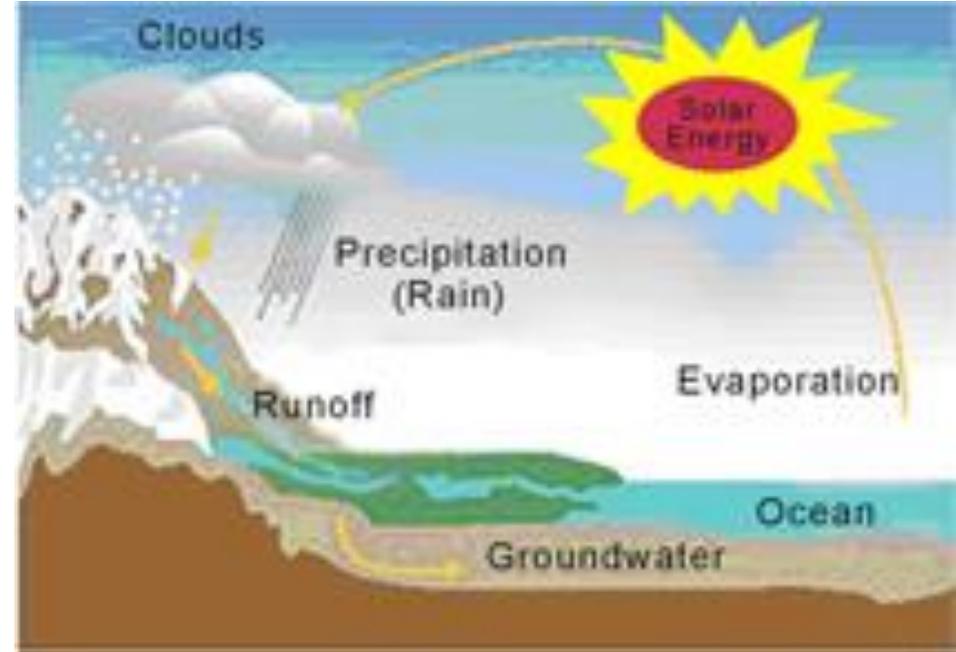
Lato B: gli investimenti italiani in energia **rinnovabile** si rivolgono quasi tutti all'estero, mentre in Italia le centrali elettriche invecchiano e si avvicinano all'età della pensione, centrali termoelettriche comprese. Il nuovo **rapporto Irex**, decima edizione, è stato presentato a Roma e secondo gli analisti dell'Althesys guidati dall'economista Alessandro Marangoni in Italia nel 2017 c'è stato un raddoppio impressionante degli investimenti in energia pulita. I numeri del raddoppio: 13,5 miliardi di euro pari alla potenza di 13.400 megawatt contro i 6.800 megawatt di nuovi investimenti del 2016.

L'energia idroelettrica

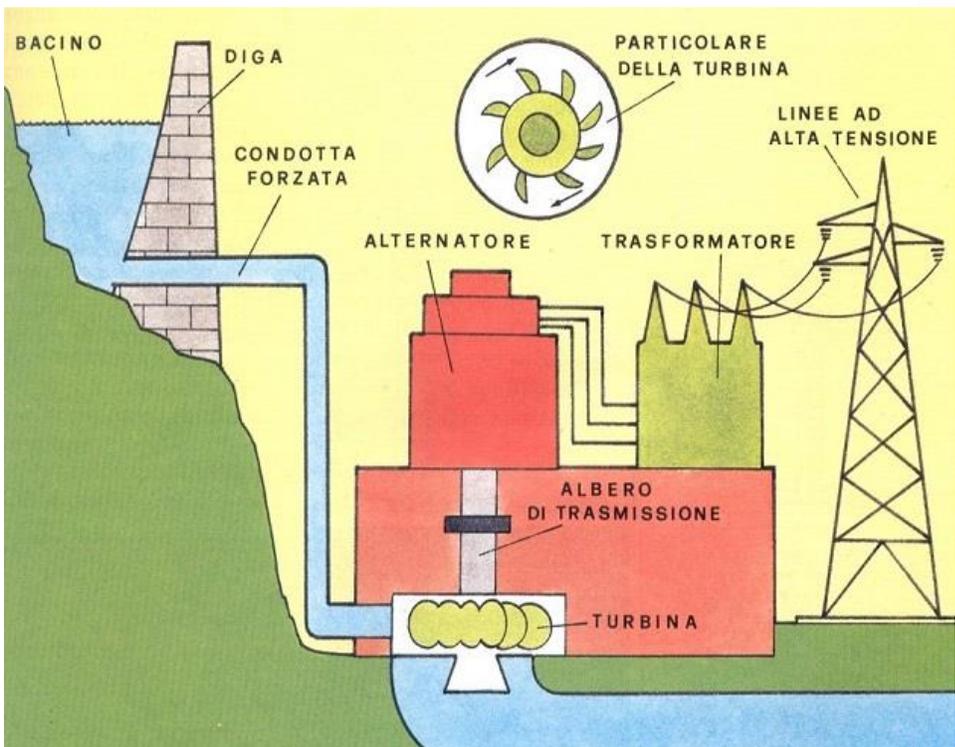
8.1 Uso potenziale e impiego

Di tutte le forme di energia rinnovabile, quella idroelettrica è di gran lunga la più importante, con una capacità installata di circa 1000 GW. Nel mondo costituisce circa l'80% di tutta l'energia rinnovabile (a esclusione di quella basata sulla biomassa), circa il 16% della capacità elettrica globale e circa il 3% dell'energia commerciale globale. Sebbene in alcune aree la sua disponibilità dipenda dai quadri stagionali delle precipitazioni, in generale l'energia idroelettrica rappresenta una risorsa più affidabile dell'energia solare o eolica.

L'energia idroelettrica è una forma indiretta di energia solare. Nel ciclo idrologico, l'energia del Sole fa evaporare acqua dagli oceani, dai laghi, dai fiumi e dal terreno e attraverso il vento trasporta le molecole di H_2O verso l'alto nell'atmosfera. Dopo che si sono condensate in gocce d'acqua, queste molecole possiedono ancora una quantità considerevole di energia potenziale dovuta all'alta quota, solo una porzione della quale viene dissipata se cadono su un terreno o su di uno specchio d'acqua al di sopra del livello del mare. È possibile intrappolare una parte dell'energia potenziale residua di quest'acqua facendo sì che, scorrendo verso il basso, faccia ruotare le turbine per la produzione di elettricità.



- Dighe e cascate
(impatto ambientale)
- Volume d'acqua e altezza

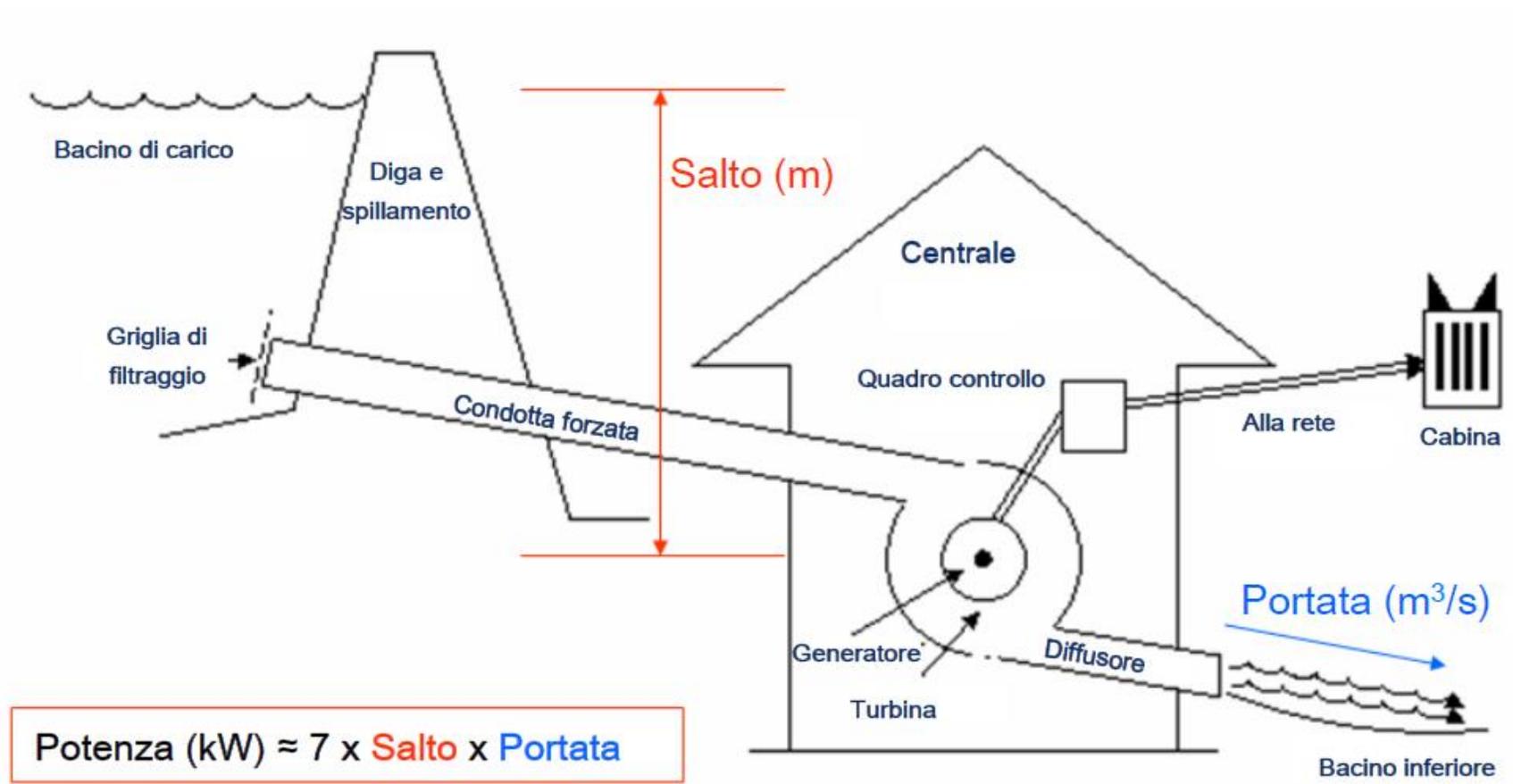


Sebbene esistano piccoli impianti idroelettrici che utilizzano il corso di un fiume, la maggior parte dei grandi impianti utilizza dighe e cascate, dove la pressione dell'acqua – e con essa la resa in termini di potenza – è molto maggiore. In particolare, l'energia trasmessa a una turbina dall'acqua in caduta è direttamente proporzionale non solo al volume dell'acqua ma anche dall'altezza da cui essa cade. Per questa ragione i nuovi progetti idroelettrici di solito prevedono la costruzione di un'alta diga lungo il corso di un fiume. In questo modo l'acqua si raccoglie dietro alla diga elevandola a un'altezza considerevole; l'acqua cade quindi per una certa distanza prima di incontrare le turbine posizionate in basso. Allo stesso tempo, la raccolta dell'acqua dietro alla diga allaga vaste aree di terra, creando un lago e una serie di problemi ambientali che verranno trattati in seguito.

L'energia idroelettrica è una risorsa diffusa. Se fossero sfruttate tutte le fonti idroelettriche mondiali la quantità totale di energia ottenuta sarebbe di circa 100 EJ all'anno, ma al momento viene ottenuto circa il 20% di questo valore. La maggior parte dei siti nei paesi sviluppati che richiedono poche modifiche per essere usati a tale scopo e che si trovano a distanza ragionevole dai centri abitati che utilizzano quantità considerevoli di energia elettrica sono già stati sfruttati. Per esempio, circa il 75% degli impianti praticabili in Europa sono in corso di sfruttamento.

Tuttavia, esistono numerosi sistemi fluviali in molti paesi in via di sviluppo – specialmente in Africa, Sud America e Asia – dove, attraverso la costruzione di dighe, stanno sviluppando considerevoli fonti di energia idroelettrica di nuova realizzazione. Un esempio è la diga di Merowe nel Sudan settentrionale, situata sul Nilo. Globalmente sono in corso di costruzione installazioni per oltre 100 GW di capacità idroelettrica.

1 Hexajoule = 10^{18} J (un quintilione di J)

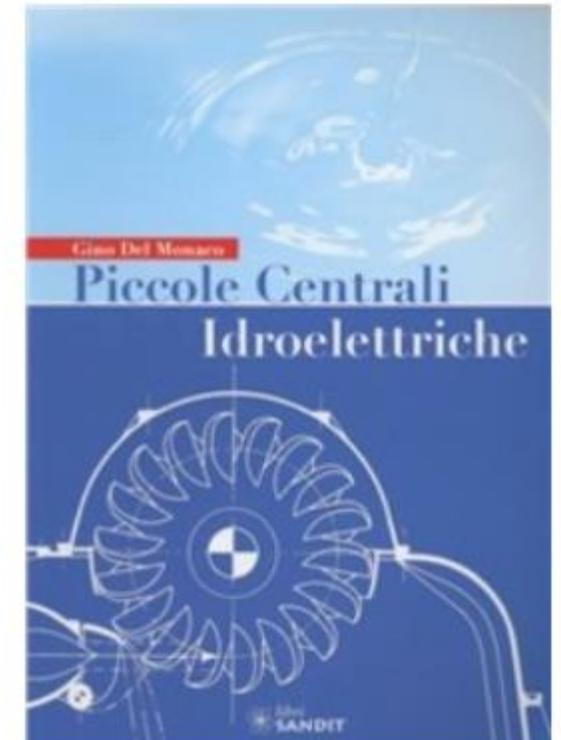


http://www.agorascienza.it/application/files/2414/9908/8299/A_en_mini-hydro_Allamano.pdf

...rica. Il costo di costruzione va da 1 a 5 miliardi di dollari per megawatt di capacità seconda delle dimensioni e del sito di costruzione. Le modificazioni dei quadri delle precipitazioni e lo scioglimento dei ghiacciai prodotti dal cambiamento climatico potrebbero ridurre in futuro il potenziale di energia idroelettrica in alcune regioni.

Small Hydro o «Mini idroelettrico»

Il piccolo **idroelettrico** può essere ulteriormente suddiviso in sub classifiche: **mini idroelettrico**, per impianti di meno di 15 MW di potenza; **micro idroelettrico**, che comprende impianti di potenza inferiore ai 100 kW; **pico idroelettrico**, che comprende impianti di potenza inferiore a 5 kW, con utilizzi di salti di ...



12 Problemi ambientali

Sebbene di solito si pensi all'energia idroelettrica come a una risorsa non inquinante, vi sono dei costi ambientali e sociali associati a essa, specialmente quelli relativi alla creazione dei bacini contenuti dalle dighe. I più importanti di questi costi comprendono:

- **la necessità di spostare le popolazioni umane** dalle terre allagate per la creazione di bacini idroelettrici;
- **l'eutrofizzazione dell'acqua dei bacini;**
- **il rilascio di gas serra**, in particolare metano, dalle aree allagate;
- **il rilascio di mercurio** nell'acqua del bacino e, conseguentemente, nei pesci che vivono nell'acqua e nelle popolazioni umane che se ne cibano; questo argomento è discusso in maggiore dettaglio nel Caso di studio *Mercury Pollution and the James Bay Hydroelectric Project (Canada)* [Inquinamento da mercurio e progetto idroelettrico alla James Bay (Canada)] nel sito web e nel Capitolo 12;
- **la devastazione della fauna ittica**, come quella dei salmoni, a causa dell'interruzione delle loro rotte migratorie dovuta alle dighe;
- **l'accumulo di limo dietro alle dighe**, con il conseguente ridotto trasporto nelle aree a valle.

Il progetto idroelettrico più grande al mondo è la *diga delle Tre gole* a 26 turbine in Cina, completata nel 2009, che fornisce 18 MW di energia – l'equivalente di cinque grandi centrali elettriche a carbone – ed è costata 25 miliardi di dollari. Sebbene siano dovute spostare oltre un milione di persone che vivevano in quell'area, la diga controlla anche l'esondazione del fiume Yangtze, salvando così migliaia di vite.

L'espansione di terreno paludoso successiva all'allagamento deliberato di ampie aree per produrre un bacino d'acqua esteso e profondo generalmente crea un lungo lago che copre centinaia o anche migliaia di chilometri quadrati; per esempio la diga delle Tre gole ha prodotto un lago lungo 660 km. In questi laghi l'acqua profonda è di solito anaerobia, specialmente se il terreno allagato non è stato prima liberato dalla vegetazione. La decomposizione anaerobia degli alberi, dei cespugli, ecc. presenti sul terreno produce in volumi quasi uguali biossido di carbonio e metano che dalla superficie dell'acqua entrano nell'atmosfera. L'emissione, specialmente di metano, da questi bacini è significativa, dato che si tratta di un gas ancora così pericoloso.

I bacini piccoli e profondi producono ed emettono molto meno metano di quelli poco profondi che contengono grandi aree di biomassa allagata, come quelli sul Rio delle Amazzoni brasiliano. Come indicato nel Paragrafo 5.14, il riscaldamento globale combinato del metano e del biossido di carbonio prodotti da un bacino poco profondo creato per generare energia idroelettrica può superare per molti anni quello che

sarebbe stato prodotto dal biossido di carbonio emesso da una centrale elettrica a carbone di pari potenza.



Earth-Science Reviews

Volume 124, September 2013, Pages 115-125



Recommended articles

 [EMergy accounting for the Three Gorges Dam ...](#)

[Journal of Cleaner Production, Volume 112, Part 4, 201...](#)



Download PDF

[View details](#)

[The Three Gorges Project: How sustainable?](#)

[Journal of Hydrology, Volumes 460–461, 2012, pp. 1-12](#)



Purchase PDF

[View details](#)

[Impacts of China's Three Gorges Dam Project o...](#)

[Science of The Total Environment, Volume 409, Issue 2...](#)



Purchase PDF

[View details](#)

Environmental impact assessments of the Three Gorges Project in China: Issues and interventions

Xibao Xu ^a, Yan Tan ^b, Guishan Yang ^a

[Show more](#)

<https://doi.org/10.1016/j.earscirew.2013.05.007>

[Get rights and content](#)

Anche dopo che la vegetazione originale si è decomposta, le nuove piante cresciute sulle sponde del lago durante la stagione secca, quando i livelli dell'acqua scendono, vengono in seguito inghiottite dall'acqua quando i livelli nella stagione umida si innalzano di nuovo; in questo modo anch'esse si decompongono, rilasciando metano. In alcune nuove dighe, l'acqua presente a livelli diversi viene mischiata e lasciata, riducendo al minimo il problema costituito dalle masse di acqua anaerobica situate alle profondità minori.



Earth-Science Reviews

Volume 124, September 2013, Pages 115-125



Environmental impact assessments of the Three Gorges Project in China: Issues and interventions

Xibao Xu ^a, R. Q. Yan ^a, Yan Tan ^b, Guishan Yang ^a & Q. Q.

[Show more](#)

<https://doi.org/10.1016/j.earscirew.2013.05.007>

[Get rights and content](#)

Recommended articles

[EMergy accounting for the Three Gorges Dam ...](#)
Journal of Cleaner Production, Volume 112, Part 4, 201...

[Download PDF](#)

[View details](#)

[The Three Gorges Project: How sustainable?](#)

Journal of Hydrology, Volumes 460–461, 2012, pp. 1-12

[Purchase PDF](#)

[View details](#)

[Impacts of China's Three Gorges Dam Project o...](#)

Science of The Total Environment, Volume 409, Issue 2...

[Purchase PDF](#)

[View details](#)