



**I BENEFICI INDUSTRIALI E OCCUPAZIONALI
DELLA TRANSIZIONE ENERGETICA IN ITALIA**



Marzo 2025



I BENEFICI INDUSTRIALI E OCCUPAZIONALI DELLA TRANSIZIONE ENERGETICA IN ITALIA

GdL Coordinamento Free¹

Sommario

1. PREMESSA	3
1.1. I costi della decarbonizzazione.....	3
1.2. Lo scenario energetico italiano al 2030	8
2. LO SVILUPPO INDUSTRIALE DELLA DECARBONIZZAZIONE.....	12
2.1. L'analisi della filiera e ricadute delle tecnologie in Italia	12
Fotovoltaico	16
Eolico	18
Biometano e biogas	25
Biomasse	26
Pompe di calore.....	30
Geotermia	31
Idrogeno verde	32
3. L'OCCUPAZIONE	36
3.1. Analisi a livello globale.....	36
3.2. Analisi situazione Italia	39
Fotovoltaico	43
Eolico	44
Pompe di calore.....	46
Biogas e biometano	47
Idrogeno verde	47
4. IL PREZZO DELL'ENERGIA	50
4.1. Situazione europea.....	50
4.2. Situazione Italia	52
5. I COSTI DELL'ENERGIA FOSSILE	55

¹ Coordinatore: Livio de Santoli (Past presidente Coordinamento FREE); Membri: Davide Astiaso Garcia (Sapienza), Marco Dall'Ombra (Assoclima), Sergio Ferraris (Qualenergia), Marta Gioberge (Veosgroup), Flavia Li Chiavi (Elettricitafutura), Emanuele Michelangeli (Ordine Ingegneri Roma), Federico Musazzi (Anima), Fabio Roggiolani (Ecofuturo), Attilio Piattelli (Presidente Coordinamento FREE), Annalisa Paniz (AIEL), Vito Pignatelli (Itabia), GB Zorzoli (Past President Coordinamento FREE)

1. PREMESSA

La transizione energetica rappresenta una delle sfide più rilevanti del nostro tempo, configurandosi al contempo come un’opportunità strategica per promuovere lo sviluppo industriale, la crescita occupazionale, la sostenibilità ambientale ma anche autonomia e indipendenza energetica. Il passaggio dalle fonti fossili alle energie rinnovabili non è solo una necessità per ridurre le emissioni di gas serra e contrastare il cambiamento climatico, ma anche un volano per la creazione di nuove filiere industriali ad alto contenuto tecnologico, capaci di generare valore aggiunto e competitività a livello nazionale e internazionale. L’adozione di tecnologie a basse emissioni e l’espansione delle rinnovabili stanno inoltre determinando un impatto diretto sul mercato del lavoro, favorendo l’emergere di nuove professionalità e la creazione di posti di lavoro qualificati.

Parallelamente, l’evoluzione del prezzo dell’energia rappresenta un fattore determinante per la competitività delle imprese e il benessere delle famiglie, ponendo la necessità di un approccio integrato che bilanci costi e benefici della transizione. In questo contesto, risulta essenziale considerare anche i costi ambientali e sanitari legati al continuo utilizzo delle fonti fossili, che incidono in modo significativo sulla spesa pubblica e sulla qualità della vita dei cittadini. Questo report esamina dunque le principali implicazioni della transizione energetica, evidenziando il suo potenziale come elemento chiave per lo sviluppo industriale, la crescita occupazionale e la sostenibilità economica e ambientale.

1.1. I costi della decarbonizzazione

La spesa globale per le tecnologie e le infrastrutture per l’energia pulita è sulla buona strada per raggiungere i 2 trilioni di dollari nel 2024, anche se i maggiori costi di finanziamento ostacolano nuovi progetti, in particolare nelle economie emergenti e in via di sviluppo.

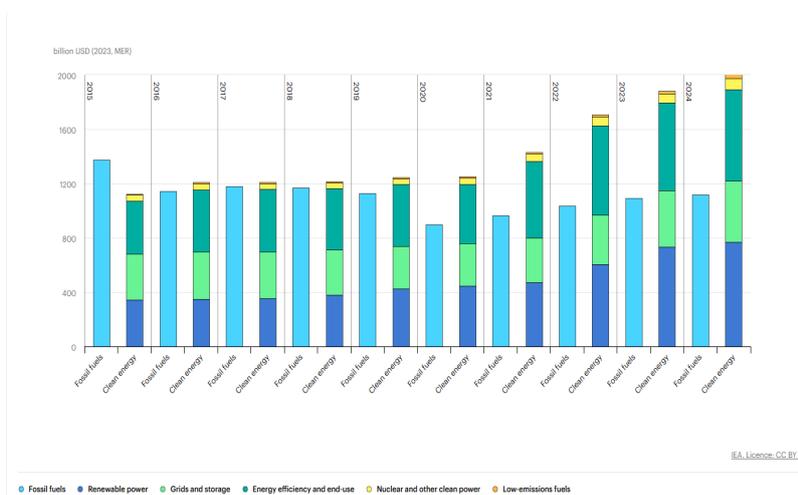


Figura 1 - Investimenti globali nelle energie rinnovabili e nei combustibili fossili 2015-2024, World Energy Investment 2024, IEA

COORDINAMENTO FREE

Nonostante le pressioni sui finanziamenti, secondo l'ultimo rapporto annuale World Energy Investment dell'IEA (International Energy Agency) 2024, gli investimenti globali nell'energia pulita hanno raggiunto quasi il doppio dell'importo destinato ai combustibili fossili nel 2024, grazie al miglioramento delle catene di approvvigionamento e alla riduzione dei costi per le tecnologie pulite.

Nel dettaglio, l'IEA prevede che gli investimenti energetici totali a livello mondiale supereranno per la prima volta i 3.000 miliardi di dollari nel 2024, con circa 2.000 miliardi di dollari destinati a tecnologie pulite, tra cui energie rinnovabili, veicoli elettrici, energia nucleare, smart grids, stoccaggio, combustibili a basse emissioni, miglioramenti dell'efficienza e pompe di calore. Il resto, poco più di mille miliardi di dollari, sarà destinato al carbone, al gas e al petrolio. E' previsto un incremento sostanziale nei prossimi cinque anni (dal 2025 al 2030) della quota di generazione elettrica rinnovabile mondiale che passerà dal 35% al 45%.

Il rapporto avverte che in molte parti del mondo sussistono ancora grandi squilibri in termini di investimenti per l'energia pulita, specialmente nelle economie emergenti e in via di sviluppo, al di fuori della Cina, che invece è destinata nei prossimi anni ad investire di più di USA ed Europa insieme.

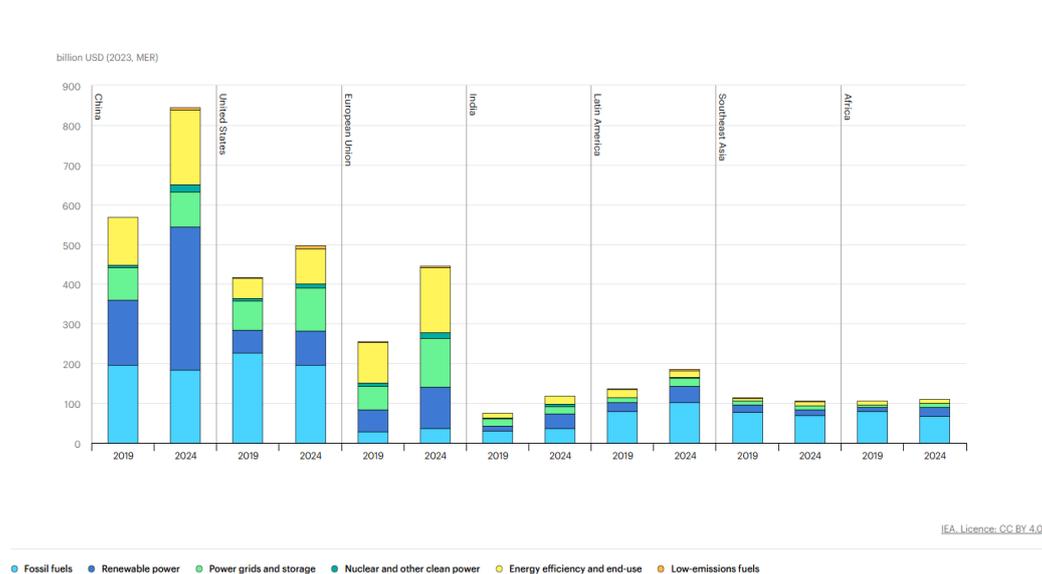


Figura II - Investimenti annuali nelle energie rinnovabili per paese e regione selezionati, 2019 e 2024, World Energy Investment 2024, IEA

L'aumento della spesa per l'energia pulita è sostenuto da una forte economia, da significative riduzioni dei costi delle tecnologie e da considerazioni legate alla sicurezza energetica. Ma c'è anche un forte elemento di politica industriale, poiché le principali economie competono per avvantaggiarsi nelle nuove catene di approvvigionamento di energia pulita. Purtroppo, il trend riscontrato non garantisce oggi che gli investimenti raggiungano i luoghi dove sono più

COORDINAMENTO FREE

necessari, in particolare le economie in via di sviluppo dove oggi l'accesso a un'energia conveniente, sostenibile e sicura è gravemente carente.

Oggi vengono investite più risorse finanziarie nel solare fotovoltaico che in tutte le altre tecnologie di generazione di elettricità messe insieme. Nel 2024, gli investimenti nel solare fotovoltaico sono 500 miliardi di dollari, poiché il calo dei prezzi dei moduli stimola nuovi investimenti.

E' da notare il significativo contributo dell'efficienza energetica e delle reti e stoccaggi che negli investimenti sono superiori a quelli del fotovoltaico (oltre 1200 miliardi di dollari).

Oltre alle sfide economiche, le reti e lo stoccaggio dell'elettricità hanno rappresentato un vincolo significativo per le transizioni verso l'energia pulita. La spesa per le reti è in aumento ed è destinata a raggiungere i 400 miliardi di dollari nel 2024, dopo essere rimasta bloccata a circa 300 miliardi di dollari all'anno tra il 2015 e il 2021. L'aumento è in gran parte dovuto a nuove iniziative politiche e finanziarie in Europa, Stati Uniti, Cina e alcuni paesi dell'America Latina. Tuttavia, le stime non tengono conto delle potenziali riduzioni dovute alla crescita degli impianti ibridi eolici/fotovoltaici. Nel frattempo, gli investimenti nell'accumulo elettrico raggiungeranno i 54 miliardi di dollari nel 2024, trainati da una significativa riduzione dei costi delle tecnologie di accumulo. Anche questi investimenti non sono equamente distribuiti a livello geopolitico. Per ogni dollaro investito nello stoccaggio delle batterie nelle economie avanzate e in Cina, solo un centesimo è stato investito in altre economie emergenti e in via di sviluppo. Anche per le reti è possibile evidenziare lo stesso trend, visto che le economie avanzate e la Cina rappresentano l'80% della spesa globale.

Gli investimenti nell'efficienza energetica e nell'elettrificazione degli edifici e dell'industria sono stati abbastanza resilienti, nonostante il modello economico esistente. Inoltre, la maggior parte del dinamismo nei settori di utilizzo finale proviene dai trasporti, dove gli investimenti hanno raggiunto nuovi massimi nel 2024 (+8% rispetto al 2023), trainati dalle forti vendite di veicoli elettrici, che ormai garantiscono percorrenze sempre più elevate, grazie all'aumento di efficienza delle batterie, e costi sempre più competitivi se paragonati alle auto a combustibili fossili.

Risulta evidente che l'industria può trarre vantaggio in termini di strategie industriali dalla transizione verde per stabilire posizioni di mercato più forti.

Gli investimenti sono principalmente finanziati dal settore privato, anche se i governi svolgono un ruolo preponderante nel modellare i flussi di capitale. Al livello globale infatti le principali entità responsabili degli investimenti sono le corporate (48%), ossia le imprese private. Seguono gli Stati e le imprese a partecipazione statale (37%), che giocano un ruolo importante nel sostenere finanziariamente il settore, soprattutto in progetti infrastrutturali strategici e di interesse pubblico. Una parte minore degli investimenti proviene dagli utenti privati (15%), principalmente attraverso l'acquisto di tecnologie energetiche domestiche come pannelli solari, sistemi di accumulo di energia e veicoli elettrici.

COORDINAMENTO FREE

IEA ha analizzato anche i finanziatori per questi investimenti. Anche in questo caso, la quota maggiore è costituita dai finanziamenti commerciali provenienti da banche e istituzioni private (74%). Seguono i finanziamenti provenienti dal settore pubblico, che comprendono sia i fondi governativi sia quelli di enti pubblici (25% delle fonti). Una parte minore del finanziamento è attribuita alle istituzioni finanziarie di sviluppo che forniscono capitale per progetti energetici sostenibili e di lungo termine, specialmente nei paesi in via di sviluppo (1% delle fonti).

In sintesi, sebbene gli investimenti nel settore energetico siano prevalentemente guidati e finanziati dal settore privato, i governi e le istituzioni pubbliche svolgono un ruolo fondamentale nel modellare i flussi di capitale, sia direttamente attraverso investimenti e finanziamenti, sia indirettamente mediante politiche, regolamentazioni e incentivi. Questa combinazione di risorse private e pubbliche è cruciale per promuovere la transizione energetica verso sistemi più sostenibili e a basse emissioni di carbonio. Nel caso di investimenti strategici finalizzati anche allo sviluppo industriale appare evidente l'importanza del ruolo dello Stato.

Per quanto riguarda le economie avanzate, si è osservato al 2023 un aumento consistente degli investimenti, cresciuti di 300 miliardi di dollari rispetto al 2016. Questo incremento è stato determinato principalmente dagli investitori privati, che hanno contribuito per circa 160 miliardi di dollari, favorendo in modo significativo la diffusione di tecnologie rinnovabili e l'adozione di sistemi per l'efficienza energetica, quali impianti solari domestici, pompe di calore e sistemi di accumulo. A questo si aggiunge il contributo rilevante dei governi, che, attraverso politiche di decarbonizzazione ambiziose e incentivi mirati, hanno sostenuto la crescita degli investimenti in energia pulita.

Anche le economie emergenti e in via di sviluppo hanno registrato un aumento importante degli investimenti, seppure inferiore a quello delle economie avanzate, con un incremento di circa 280 miliardi di dollari rispetto al 2016. In questo contesto, il contributo dei privati è stato determinante, così come quello dei governi locali, che hanno investito 116 miliardi di dollari, una cifra nettamente superiore rispetto a quanto messo in campo dai governi delle economie avanzate, pari a soli 49 miliardi di dollari. Questo dato evidenzia come, nonostante la minore disponibilità economica, i governi dei paesi emergenti abbiano giocato un ruolo fondamentale nel sostenere la transizione energetica.

A livello globale, si è osservata una riduzione significativa degli investimenti nei combustibili fossili, con le aziende che hanno investito quasi 100 miliardi di dollari in meno rispetto al 2016 in questo settore. Questa contrazione è stata determinata principalmente dalle politiche governative orientate alla riduzione delle emissioni di CO₂ e dalla crescente pressione degli investitori privati verso soluzioni energetiche più sostenibili. Tuttavia, si rileva un leggero incremento degli investimenti governativi destinati ai combustibili fossili, pari a 38 miliardi di dollari in più rispetto al 2016, segno che in alcune regioni del mondo la transizione verso le energie rinnovabili non è ancora dominante.

COORDINAMENTO FREE

Infine, è stato rilevato un aumento notevole degli investimenti nelle energie rinnovabili, a conferma di un impegno generalizzato verso la decarbonizzazione del sistema energetico. Gli attori principali di questo incremento sono stati le corporate del settore privato, che hanno investito 253 miliardi di dollari in progetti legati all'energia solare, eolica e all'idrogeno verde, e i governi, con un contributo pari a 129 miliardi di dollari attraverso incentivi e politiche di sviluppo sostenibile. Anche le famiglie hanno svolto un ruolo significativo, con investimenti diretti per un totale di 294 miliardi di dollari, concentrati soprattutto nell'installazione di tecnologie per l'autoconsumo e la mobilità elettrica.

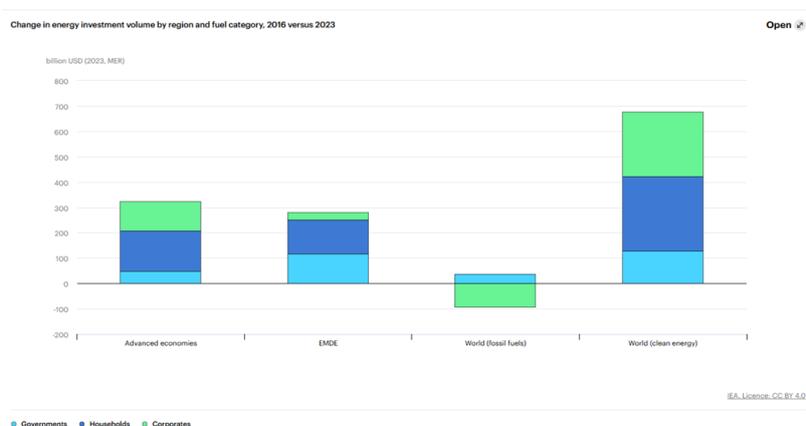


Figura III - - Variazione del volume degli investimenti energetici per regione e categoria di combustibile, 2016 rispetto al 2023, World Energy Investment 2024, IEA

Scendendo a livello europeo, sarà indispensabile capire nei prossimi anni come sia possibile armonizzare le attività del Green Deal e la partecipazione attiva degli Stati europei. La questione energetica, in cui entrano sovranità nazionale, indipendenza, negoziati di pace e diritto del lavoro, potrà essere di indirizzo per gli altri settori. Le specifiche misure inerenti un nuovo intervento dello Stato e la connessa programmazione sul tema della transizione dovranno essere oggetto di un approfondito esame e dovranno essere inserite all'interno di una proposta di riforma dei Trattati UE e dello Statuto della BCE (Banca centrale Europea) con la priorità, non solo dell'odierno contenimento dell'inflazione entro il 2%, ma anche, se non soprattutto, della creazione di filiere industriali connesse alla green economy e di occupazione stabile.

Per raggiungere l'obiettivo europeo del Green Deal si parla di 480 miliardi di euro all'anno tra il 2021 e il 2030 di investimenti addizionali. La competitività dell'Unione dipende in gran parte da come si affronterà questa transizione energetica e come si vorranno superare gli svantaggi competitivi, la scarsità di energia e la dipendenza dei prezzi da fattori esogeni, e un mercato interno frammentato e con una ridotta integrazione del mercato dei capitali. Questo significa sostanzialmente trovare una soluzione per aumentare la capacità di spesa pubblica e privata per aumentare gli investimenti del Green Deal, perché una strategia basata solo sulla tassa del carbonio non basta. L'Inflation Reduction Act (IRA) degli USA ha invece stanziato 700 miliardi

di dollari all'anno per i sussidi alla transizione energetica, ha lanciato la sfida e l'Europa è costretta a rispondere, soprattutto con l'avvento di Trump e della sua politica sui dazi.

1.2. Lo scenario energetico italiano al 2030

Il perdurare del conflitto fra la Russia e l'Ucraina e l'aggravarsi della situazione mediorientale con le tensioni fra Israele e Hamas non lasciano intravedere spiragli di risoluzione delle ostilità che non siano modifiche delle politiche fin qui perseguite dagli USA. In questo contesto rimane alta l'attenzione inerente ai temi della sicurezza energetica e a quelli della transizione ecologica. Le crisi internazionali hanno avuto ripercussioni significative sui costi dell'energia e sulle materie prime, nonché sulle commodity energetiche. Per fare un esempio, il prezzo del gas è aumentato di quasi 6 volte rispetto alla media degli ultimi anni. Dai circa 20 €/MWh tra l'ottobre 2018 e settembre 2019, esso ha superato di poco i 120 €/MWh (valore registrato tra l'ottobre 2021 e settembre 2022 al TTF (Title Transfer Facility, Amsterdam)) e anche ora rimane su valori notevolmente superiori al periodo pre-crisi. Anche il prezzo dell'energia elettrica ha subito un aumento pari a 5 volte tra il 2018 (PUN a 61 €/MWh) e il 2022 (PUN a 303 €/MWh).

Questo è la conseguenza di un mix di generazione elettrica ancora sbilanciato verso la fonte fossile (le rinnovabili nel 2024 hanno coperto circa il 40% dei 312,3 TWh del fabbisogno annuale, dato Terna). Mentre con un apporto delle rinnovabili intorno al 60% queste sarebbero in grado di influenzare la formazione del prezzo del kWh per un numero di ore sufficienti ad abbassarne il prezzo medio (-40% in Spagna, -26% in Germania dove il prezzo marginale lo fanno le centrali a carbone).

Considerata la variabilità dei prezzi e l'incertezza che ancora emerge dal quadro internazionale, è necessario compiere un'accelerazione verso la transizione energetica, puntando con decisione sull'ulteriore sviluppo delle fonti rinnovabili che, allo stato attuale rappresentano una scelta più conveniente sia in relazione ai costi per le Comunità, sia in relazione ai benefici ambientali che comportano, compresi quelli afferenti alle emissioni climalteranti evitate.

La transizione energetica è dunque la soluzione più efficace per ridurre sensibilmente la dipendenza da approvvigionamento di fonti fossili da Paesi terzi e al contempo per dare una risposta concreta alla grave emergenza climatica che stiamo vivendo.

Ad oggi, secondo gli ultimi dati disponibili, la componente elettrica pesa per poco meno di un quarto dei consumi energetici finali a livello nazionale (23%), mentre petrolio e gas naturale contano per circa un terzo dei consumi ciascuno. Si stima che il maggiore potenziale di elettrificazione sia riconducibile alle attività del settore dei trasporti e di quello residenziale, con un possibile incremento di elettrificazione rispettivamente dal 3% al 41% e dal 15% fino al 53% nel periodo dal 2015 al 2050. Ulteriori incrementi sono comunque possibili anche sul fronte industriale (attualmente al 39%), fino al raggiungimento stimato di circa il 42% nel 2050. Inoltre, nei settori *hard to abate* la decarbonizzazione e la sostenibilità devono passare

COORDINAMENTO FREE

attraverso uno sviluppo dei gas rinnovabili, dal biometano, già oggi disponibile, all'idrogeno verde. La diffusione del gas rinnovabile dovrà essere sostenuta anche da un adeguamento delle reti esistenti che dovranno avere una maggiore flessibilità di utilizzo anche per poter gestire un modello produttivo che includa la generazione diffusa del biometano.

Considerati gli scenari elaborati, è plausibile che nei prossimi anni, in Italia, aumenteranno i consumi di elettricità dovuti a una crescente domanda di elettrificazione nei vari settori economici (residenziale, terziario, industriale, trasporti). Elettrificazione dovuta anche all'evoluzione tecnologica e a un maggiore impiego di soluzioni efficienti nell'ambito edilizio come, per esempio, l'uso delle pompe di calore. La penetrazione crescente delle auto elettriche sarà un altro elemento che spingerà a favore dell'elettrificazione. Da un'analisi di settore, si stima che la domanda di energia elettrica arriverà a 360 TWh nel 2030 (dato EF Elettricità Futura), al netto della quota crescente di efficienza nei consumi finali.

In uno studio di EF del 2023², una previsione attendibile del Piano del settore elettrico al 2030 indicava:

- 84% di quota di elettricità rinnovabile nel mix elettrico;
- 20 Mld di m3 di risparmio di importazioni di gas naturale;
- + 85 GW di nuova potenza da fonte rinnovabile (FER);
- +80 GWh di nuova capacità di accumulo di grande taglia.

Quanto ai benefici ambientali, economici e sociali in Italia le stime al 2030 evidenziano:

- 320 Mld € di investimenti cumulati al 2030 del settore elettrico e della sua filiera industriale;
- 360 Mld € di benefici economici cumulati al 2030 in termini di valore aggiunto per filiera e indotto, e crescita dei consumi nazionali;
- meno 270 Mln t CO2 eq del settore elettrico nel periodo di Piano 2030;
- 540.000 nuovi occupati nella filiera e nell'indotto elettrico nel 2030 (che si aggiungeranno ai circa 120.000 di oggi).

La forte crescita delle rinnovabili rende ancor più necessario un sistema energetico stabile ed efficiente, anche attraverso l'efficace integrazione dei sistemi di accumulo e lo sviluppo delle interconnessioni, ad esempio il progetto ELMED collegherà Italia e Tunisia.

In tale contesto, al fine di rendere più efficienti i mercati dell'energia occorre considerare le seguenti proposte:

- Promuovere, nel contesto europeo, una riforma organica dei mercati wholesale che favorisca l'integrazione delle rinnovabili e delle tecnologie di accumulo nel sistema, fornendo chiari segnali di prezzo di lungo termine. Occorre ricordare però che sarebbe sufficiente portare le

²https://www.elettricitafutura.it/public/editor/Press_Room/CS/2023.02.08_Presentazione%20EF%20Evento%20Filiera.pdf

COORDINAMENTO FREE

FER al 60% e aumentare i PPA (*power purchase agreements*), obiettivo reso possibile dal Decreto Legge n.208 del 31 dicembre 2024 (“Misure organizzative urgenti per fronteggiare situazioni di particolare emergenza, nonché per l’attuazione del Pnrr”), che deve ancora passare al vaglio del Parlamento; per i PPA si prevede un successivo decreto del Ministero dell’Ambiente (MASE) per stabilire le modalità e le condizioni in base alle quali il GSE assumerà il ruolo di garante di ultima istanza per la gestione dei rischi di inadempimento della controparte nei contratti di lungo termine da fonti rinnovabili, misura che ha determinato, come detto, il successo dei PPA in Spagna. E’ indispensabile che le misure che saranno contenute nel decreto MASE siano sufficientemente snelle e semplici da mettere in atto in modo da favorire la stipula di PPA anche da parte delle PMI e non solo degli energivori.

- Completare il percorso tracciato con l’approvazione del Testo integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE) per l’aggiornamento dell’accesso e l’erogazione del servizio di dispacciamento, in modo che le fonti rinnovabili possano contribuire, con le proprie caratteristiche, alla gestione in sicurezza del sistema elettrico al minor costo per il consumatore finale. A questo proposito, auspichiamo l’apertura di un tavolo di confronto per l’introduzione delle offerte a prezzo negativo sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento, modifica a nostro avviso necessaria per consentire una partecipazione estensiva delle risorse rinnovabili non programmabili a tale mercato, in particolare per l’erogazione di servizi “a scendere”. Questa necessità deriva anche dalla sempre maggiore integrazione dei mercati nazionali con quelli esteri nell’ambito delle piattaforme europee del dispacciamento. Riteniamo, inoltre, auspicabile la ripresa dei lavori del TIDE Stakeholder Group prevedendo un calendario più fitto di quello attualmente previsto, in quanto strumento fondamentale per il confronto tra gli operatori e con l’Autorità e il TSO, nell’ambito delle grandi modifiche che il dispacciamento sta subendo, anche al fine di affrontare dubbi e chiarire dettagli, ad esempio sulla gestione ottimale delle proprie risorse all’interno delle nuove aggregazioni rilevanti introdotte. Auspichiamo anche che il mercato del dispacciamento resti aperto anche a medi e piccoli operatori che oggi dispacciano impianti non rilevanti. In tal senso si raccomanda di rivedere le garanzie ipotizzate nel TIDE che attualmente sono di un ordine di grandezza superiore per il dispacciamento di impianti connessi sulla rete MT rispetto a quelli connessi in AT.
- Ridurre le garanzie richieste da TERNA agli operatori per il dispacciamento in media tensione (MT), per evitare la concentrazione del mercato in pochi soggetti.
- Proseguire, sulla base di opportune verifiche di sostenibilità, con strumenti quali il Capacity Market necessari ad accompagnare la transizione verso le rinnovabili assicurando l’adeguatezza e la fornitura di flessibilità al sistema;
- In subordine, in caso di phase out del meccanismo, definire uno scenario di riferimento per l’esecuzione dei contratti pluriennali relativi alla capacità nuova garantendo agli operatori la possibilità di soddisfare gli obblighi di disponibilità anche tramite capacità esistente (in ottica di portafoglio) pur in assenza di una contrattualizzazione specifica di tale capacità. Riguardo

COORDINAMENTO FREE

la Disciplina del Capacity Market, occorre superare il gap regolatorio per le Unità di Produzione che, non possono partecipare alle aste perché non abilitate;

- Completare l'infrastruttura regolatoria a corredo della disciplina del meccanismo di approvvigionamento di capacità di stoccaggio elettrico ai sensi dell'art 18 del D.lgs. 210/2021, rendendo disponibili al più presto gli elementi economici e tecnici senza i quali le opportunità legate al meccanismo non possono essere valutate dagli operatori. Lo sviluppo di capacità di stoccaggio sarà un elemento fondamentale per la transizione verso un sistema elettrico decarbonizzato. La disciplina dovrà offrire le più ampie possibilità di partecipazione al meccanismo di approvvigionamento in modo da non limitare la partecipazione con le diverse soluzioni di accumulo elettrochimico presenti sul mercato, premiando quelle che possono garantire i servizi richiesti al miglior costo per il sistema, stabilendo un valore a base d'asta e meccanismi di remunerazione dei servizi che siano sufficienti e consistenti con le modalità operative attese per la gestione della capacità di stoccaggio, in modo che gli investimenti sui sistemi di accumulo, a fronte delle performance richieste, siano opportunamente remunerati.

Nell'ottica di un'evoluzione dell'attuale criterio di mercato, favorita dalla crescita della produzione rinnovabile fino al 60% ed oltre, dalle garanzie fornite ai PPA dall'applicazione del Decreto Legge n. 208 del 31 dicembre 2024, nonché dall'adozione anche in Italia di PPA caratterizzati da un'offerta costituita da produzione abbinata eolica-fotovoltaica, sistema d'accumulo e ricorso alla *demand response*, che consente di garantirla h24 e 7 giorni su 7, si ritiene che il mercato sia in grado di autoriformarsi. Inoltre, sembra giunto il momento di inserire anche le esternalità nei costi di produzione dell'energia elettrica al fine di poter meglio misurare i reali costi di ogni fonte.

- Accelerare il passaggio effettivo ai nuovi prezzi elettrici zionali al posto del PUN, riducendo al minimo il periodo transitorio del Decreto MASE che introduce i nuovi prezzi elettrici zionali al posto del PUN da gennaio 2025. Si tratta di una norma che progressivamente comporterà maggiori vantaggi sui prezzi dell'energia elettrica per le Regioni e Aree di Mercato che prima delle altre avranno raggiunto un elevato livello di rinnovabili.

- Accelerare la definizione del quadro normativo necessario all'introduzione di meccanismi di demand-respons per permettere un più facile bilanciamento tra produzione rinnovabile e consumi.

- Accelerare la definizione del quadro normativo necessario alla possibilità di fornire servizi di rete (supporto alla regolazione di frequenza, tensione, ecc.) anche per i sistemi di accumulo connessi alle reti BT e MT, indispensabile ad agevolare la penetrazione degli accumuli abbinati agli impianti FV per autoconsumo in ambito industriale e terziario, oggi praticamente assenti.

- Rafforzare il monitoraggio di ARERA per prevenire speculazioni sui prezzi dell'energia, indispensabile in un periodo di forti fluttuazioni dei prezzi.

2. LO SVILUPPO INDUSTRIALE DELLA DECARBONIZZAZIONE

2.1. L'analisi della filiera e ricadute delle tecnologie in Italia

L'analisi della filiera delle rinnovabili in Italia si focalizza in particolare su fotovoltaico ed eolico, le due fonti per le quali ci si attende il maggiore potenziale di sviluppo nel corso dei prossimi anni, considerando la maturità tecnologica, il costo dell'energia prodotta e le potenzialità disponibili nel nostro Paese. Per la «costruzione» della filiera in sé, sono stati valutati tutti quei fattori che concorrono alla definizione del costo degli impianti presi in considerazione, siano essi fissi o variabili. In particolare, è stato preso come riferimento la messa in opera dell'impianto, identificato come momento significativo per dividere le attività tra:

- UPSTREAM componentistica specifica, componentistica elettrica (ad es., cavi e inverter), altra componentistica, progettazione, installazione.
- DOWNSTREAM asset management, manutenzione ordinaria, manutenzione straordinaria.

Attività "upstream"		Attività "downstream"	
Componenti	Sviluppo	Asset management	Manutenzione
 Moduli Inverter Strutture Componentistica elettrica	Progettazione Installazione Terreno Connessione Permitting	Gestione amministrativa Assicurazione Affitto suolo	Ispezione e monitoraggio Manutenimento Manutenzione straordinaria
 Turbina Componentistica elettrica			

Figura IV - Analisi della filiera, Renewable Energy Report 2024, Politecnico di Milano

In totale, il fotovoltaico nel 2023 ha generato un giro d'affari stimato di 8 - 9 miliardi di €, di cui circa 7 - 8 miliardi di € provenienti da nuove installazioni (con le componenti che pesano per il 60% e lo sviluppo per il 40%) e il restante dalla gestione dell'installato. Per quanto riguarda le nuove installazioni, sono gli impianti residenziali a pesare per oltre il 50% del totale, grazie al numero di installazioni di questi ultimi. Per i costi operativi invece sono gli impianti di taglie maggiori ad incidere maggiormente sul totale, ed in particolare la taglia C&I (20 kW - 1 MW), in cui ricadono oltre 16 GW di impianti in Italia (dati dell'Energy Strategy Group del Politecnico di Milano).

COORDINAMENTO FREE

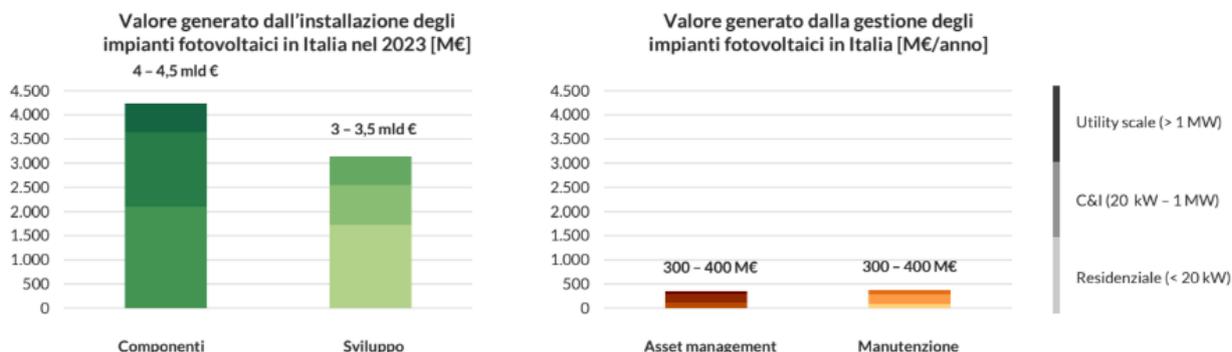


Figura V - Analisi della filiera del fotovoltaico, Renewable Energy Report 2024, Politecnico di Milano

L'eolico invece ha generato in totale un giro d'affari di circa 1 – 1,5 miliardi di €, di cui oltre 800 M€ sono relativi alle nuove installazioni, mentre la gestione degli asset installati genera approssimativamente 600 M€ all'anno. È importante sottolineare come, all'interno delle nuove installazioni, la quota relativa alle componenti pesi per circa il 75% del totale, dovuto all'impatto elevato del costo delle turbine sul totale dei CAPEX.

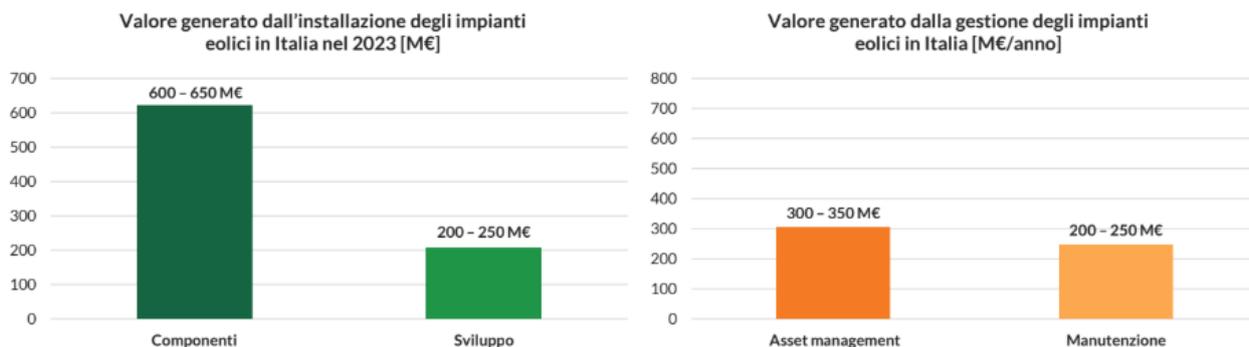


Figura VI - Analisi della filiera dell'eolico, Renewable Energy Report 2024, Politecnico di Milano

Tra fotovoltaico ed eolico, possiamo stimare che la filiera abbia generato tra i 9 e i 10 miliardi di € nel corso del 2023. La parte di componenti, ed in particolar modo le componenti «chiave» delle due tecnologie (rispettivamente, moduli e turbine), sono poco presenti sul territorio nazionale. Vi è però una quota parte molto significativa che è invece riconducibile ad aziende collocate sul territorio italiano. Si può quindi stimare che nel 2023 tra i 5,5 e i 6,5 miliardi di € dall'installazione e gestione di impianti eolici e fotovoltaici di valore siano rimasti sul territorio italiano, e altri 1,5 – 2,5 miliardi di € in Paesi europei.

COORDINAMENTO FREE

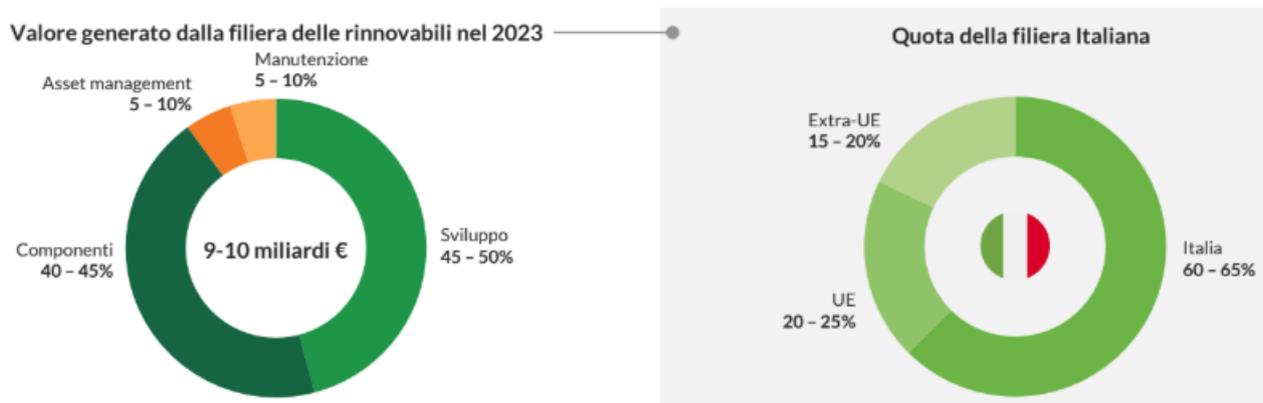


Figura VII - Le ricadute delle rinnovabili in Italia, Renewable Energy Report 2024, Politecnico di Milano

Per quanto riguarda la produzione di moduli, i maggiori operatori a livello mondiale si trovano in Asia (oltre il 90% della produzione mondiale), ed in particolare in Cina, da sola responsabile di circa il 75%(1). Di contro, l'Europa ottiene meno del 5% di market share, poco più del Nord America (2,4%). Questo trend è in parte giustificabile con la domanda di moduli, per la quale la Cina, ampiamente leader mondiale, ha installato oltre il 60% del totale mondiale nel 2023, a fronte del 16% dell'Europa e dell'8% del Nord America. Anche per quanto riguarda l'eolico, la quota di mercato raccolta dagli operatori cinesi è di circa due terzi. A differenza del fotovoltaico, tuttavia, l'Europa per l'eolico detiene una quota importante di produzione mondiale, con tre tra i maggiori operatori mondiali (Vestas, Siemens Gamesa e Acciona/Nordex), che insieme sommano circa il 20% della capacità di produzione mondiale. Tuttavia, la loro quota è in calo rispetto agli anni precedenti a vantaggio proprio degli operatori cinesi. Anche in questo caso, negli ultimi anni, la Cina è diventata leader mondiale, arrivando a detenere oltre il 60% del totale delle installazioni nel corso del 2023, a fronte del 15% dell'Europa.

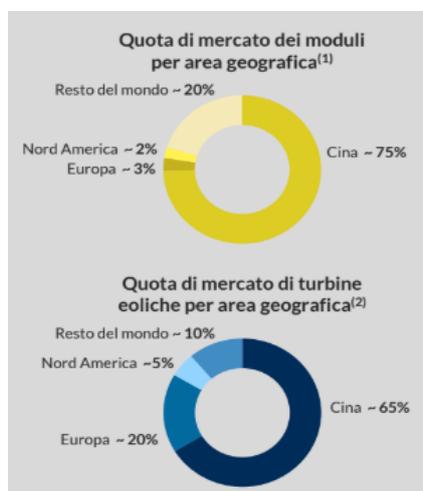


Figura VIII - Analisi per tecnologia delle quote di mercato per area geografica di fotovoltaico ed eolico, Renewable Energy Report 2024, Politecnico di Milano

COORDINAMENTO FREE

Come detto in precedenza, circa il 60% del valore della filiera delle rinnovabili rimane sul territorio italiano e si stima che nel corso del 2023 abbia generato tra i 5,5 e i 6,5 miliardi di €, di cui circa la metà relativi alle componenti, un 25 – 30% allo sviluppo e la parte restante divisa tra asset management e manutenzione. Questo contribuisce alla filiera italiana delle rinnovabili, per la quale sono state fatte delle stime in merito alla numerosità di aziende presenti sul territorio. Ne sono state identificate circa 25.000, di cui 2.700 relative alla componentistica, 8.500 per lo sviluppo e l'installazione degli impianti e circa 14.000 per la gestione degli asset e la manutenzione, che complessivamente occupano oltre 200.000 addetti.

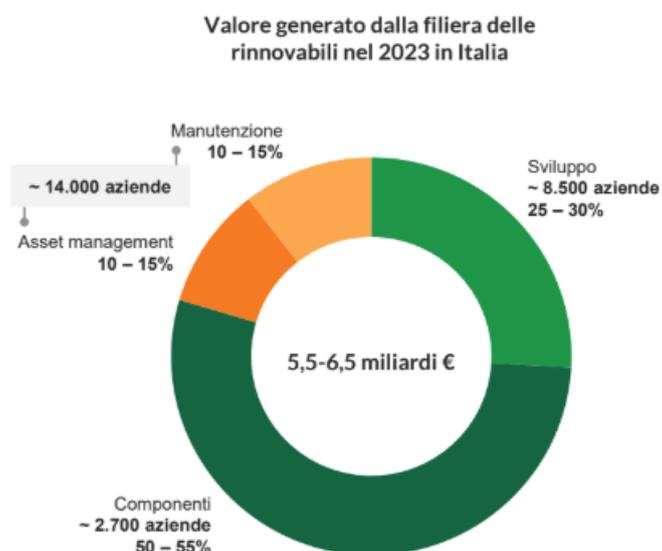


Figura IX - Le ricadute delle rinnovabili in Italia, Renewable Energy Report 2024, Politecnico di Milano

Le ricadute sulla filiera sono state calcolate considerando i due scenari previsti al 2030, BAU e REN, e la possibile implementazione di misure atte a favorire lo sviluppo di una filiera interna all'Unione Europea (in particolar modo per quanto riguarda gli OEM). Nello scenario BAU, si prevede che al 2030 la filiera raggiunga i 35 – 45 miliardi di € in Italia, di cui circa il 60% rimane sul territorio nel caso di filiera immutata rispetto alle condizioni attuali. Questa percentuale sale al 65 – 70% per l'Italia, a cui va aggiunto un altro 25 – 30% per l'UE nel caso di sviluppo della filiera interna. In caso di scenario REN, si avrebbero invece investimenti stimati in 80-90 miliardi di € al 2030, con una crescita importante della filiera italiana ed europea. In particolare, se le politiche comunitarie avessero successo nel consolidare una filiera europea, potremmo «trattenere» 50 – 60 miliardi di € sul territorio italiano e altri 20 – 25 miliardi di € in territorio europeo.

COORDINAMENTO FREE

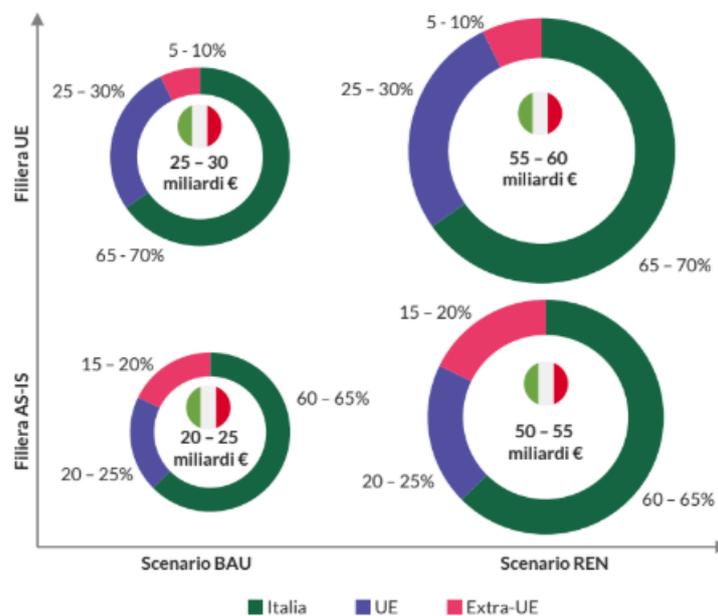


Figura X - Le ricadute sulla filiera in Italia, Renewable Energy Report 2024, Politecnico di Milano

Fotovoltaico

Nel 2023, il mercato fotovoltaico in Italia ha proseguito la crescita iniziata l'anno precedente, registrando una nuova capacità installata di 5.209 MW e un totale di 371.442 nuovi impianti messi in servizio. Alla fine del 2023, il numero complessivo di impianti installati ha raggiunto quota 1.597.447, per una capacità cumulativa totale di 30.319 MW, segnando i valori più alti degli ultimi dieci anni sia in termini di numero di impianti che di potenza installata. La maggior parte degli impianti installati ha una capacità inferiore a 20 kW, rappresentando il 94% del totale degli impianti e il 29% della potenza complessiva. Gli impianti di grande dimensione, con una capacità superiore a 1 MW, costituiscono il 22% della capacità totale installata. Nel 2023, la capacità media degli impianti messi in servizio è stata di 14 kW, mentre la capacità media cumulativa risulta pari a 19 kW. La potenza fotovoltaica pro capite nazionale ha raggiunto 514 W alla fine del 2023, con un incremento di 99 W rispetto all'anno precedente.

Al 31 dicembre del 2024 l'installato fotovoltaico cumulato contava su una potenza di 37,08 GW, con 6,79 GW di nuova potenza aggiunta lo scorso anno, contro i 5,23 GW del 2023. Lo scorso anno si è quindi registrato un aumento annuale del 30% rispetto all'anno precedente. La distribuzione geografica degli impianti evidenzia che il 56% degli impianti è localizzato nel Nord Italia (48% in termini di capacità installata), il 17% nel Centro e il 27% nel Sud. La quasi totalità degli impianti fotovoltaici, pari al 98,2% (1.568.230 impianti), è connessa alla rete di distribuzione a bassa tensione, mentre 29.055 impianti sono collegati alla rete di media tensione, rappresentando il 49% della capacità totale installata. Gli impianti collegati alla rete

COORDINAMENTO FREE

di alta tensione sono relativamente pochi, con una capacità complessiva di 2.357 MW, pari al 7,8% del totale.

La produzione complessiva di energia fotovoltaica nel 2023 è stata pari a 30.711 GWh, di cui 6.552 GWh generati dal settore domestico, 5.568 GWh dal settore terziario, 2.984 GWh dal settore agricolo e 15.608 GWh dal settore industriale. L'industria fotovoltaica italiana ha dimostrato una notevole dinamicità nel 2023, con una produzione annua complessiva di 43,74 MW riportata dalle aziende coinvolte nel sondaggio di RSE e una capacità produttiva totale stimata di 450 MW annui. Va evidenziato che la capacità produttiva effettiva potrebbe essere maggiore, poiché non tutte le aziende operanti nel settore hanno partecipato al sondaggio.

Un aspetto rilevante per il futuro del settore è rappresentato dalle nuove iniziative industriali legate alla creazione di gigafactory. Tra le principali realtà emergenti si annovera 3SUN, parte del gruppo Enel, che prevede di avviare la produzione di celle e moduli fotovoltaici avanzati nella seconda metà del 2024, con una capacità produttiva stimata di 3 GW entro il 2025. Un altro attore di rilievo è FuturaSun, produttore italiano attivo a livello internazionale, che sta ampliando la propria capacità produttiva con un nuovo impianto da 12 GW a Huai'an, in Cina, e una nuova linea di produzione da 2 GW a Suzhou. In Italia, FuturaSun ha annunciato la costruzione di una gigafactory a Padova con una capacità produttiva annua di 1,5 GW.

Inoltre, FuturaSun ha recentemente acquisito Solertix, una start-up specializzata nello sviluppo di moduli tandem ad alta efficienza basati sulla combinazione di perovskite e silicio. Questa acquisizione mira a rafforzare l'innovazione tecnologica del settore, grazie alla collaborazione con il Centro per l'Energia Solare Ibrida e Organica (CHOSE) dell'Università di Roma Tor Vergata. La crescita del settore fotovoltaico in Italia offre prospettive molto promettenti, in linea con il nuovo obiettivo nazionale per il 2030, che prevede di raggiungere una capacità totale installata di 80 GW. Il conseguimento di questo traguardo contribuirà a consolidare la leadership italiana nel settore e ad accelerare la transizione energetica.

Infine, l'iniziativa promossa dalla Rete Fotovoltaica Italiana per la Ricerca, lo Sviluppo e l'Innovazione (RetelFV) sta rafforzando la collaborazione tra il mondo accademico e l'industria, con l'obiettivo di promuovere l'innovazione tecnologica e migliorare la competitività del settore. Non sono attualmente presenti iniziative industriali significative nell'ambito del fotovoltaico a concentrazione. Il mercato fotovoltaico italiano, con il contributo delle nuove gigafactory e delle tecnologie innovative, è destinato a svolgere un ruolo strategico nel raggiungimento degli obiettivi climatici ed energetici del Paese.

Una stima approssimativa del valore del business fotovoltaico nel 2023, presente nel REPORT IEA – NATIONAL SURVEY REPORT OF PV POWER APPLICATIONS IN ITALY 2023, prevede in riferimento ad una capacità installata connessa in rete di 5.200 MW un valore industriale del fotovoltaico di 5,90 miliardi di euro (1,132 €/W).

Gli obiettivi per il fotovoltaico previsti dal Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC) al 2030 sono pari a 79,253 GW di capacità installata, con 45,9 miliardi di euro di investimenti nel periodo 2024-2030. Per il 2050, si prevede invece una capacità installata di circa 245 GW di fotovoltaico, secondo gli scenari analizzati nel documento.

Eolico

All'interno di questo auspicato e ormai imprescindibile processo di elettrificazione dei consumi e di aumento della potenza da fonte rinnovabile (FER), estremamente rilevante può essere il contributo della fonte eolica, forte di una tecnologia matura e di un'industria nazionale che ha già dimostrato in passato di poter raggiungere capacità importanti di installazione tali da poter contribuire significativamente al raggiungimento degli obiettivi del PNIEC.

L'eolico in Italia ha raggiunto, nel 2024, una capacità installata di oltre 13 GW, assicurando una produzione di energia elettrica rinnovabile di oltre 23 TWh, a cui corrispondono emissioni evitate di CO₂ pari a più di 17 milioni di tonnellate, un risparmio di petrolio superiore a 34 milioni di barili.

Nel 2023, in Italia l'eolico ha rappresentato il 9% della generazione elettrica (7% nel 2022). Nella UE, l'incidenza è stata invece pari al 19% (15% nel 2022).

Sebbene il peso delle rinnovabili sia per l'Italia dello stesso ordine di grandezza della UE (34,9% contro 38,4%), il peso dell'eolico è basso.

Questi dati ci obbligano ad una riflessione circa la possibilità di ampliare lo spazio dell'energia eolica in Italia, anche considerando l'eccessiva dipendenza dal gas naturale.

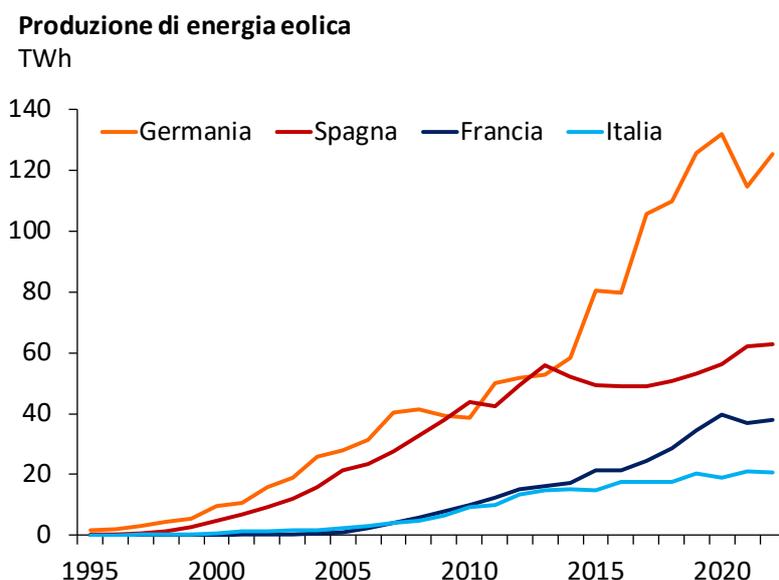


Figura XI - Produzione di energia eolica, Elaborazioni NE Nomisma Energia da Statistical Review of World Energy, 2023

COORDINAMENTO FREE

Nonostante l'Italia sia un paese piccolo e popoloso e sebbene le installazioni interessino quasi esclusivamente il Mezzogiorno, esiste un robusto potenziale di accoglimento dell'eolico sui territori, se si fa il confronto con gli altri paesi europei.

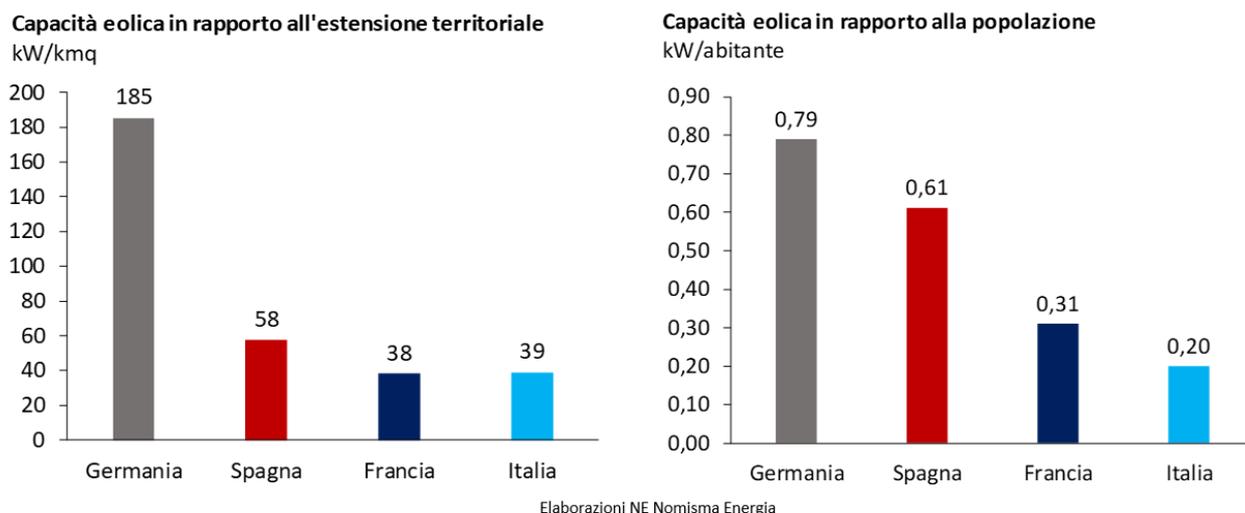


Figura XII - Capacità eolica in rapporto all'estensione territoriale ed alla popolazione, Elaborazioni NE Nomisma Energia da Statistical Review of World Energy, 2023

Il PNIEC individua e traccia una importante traiettoria di crescita per il settore al 2030. Una traiettoria che stima per l'eolico il raggiungimento di 28,1 GW (due volte e mezzo la potenza del 2021) e una produzione normalizzata di 64 TWh, con un significativo abbattimento delle emissioni di CO2 e un consistente risparmio di barili di petrolio oltre a prospettive occupazionali di crescita.

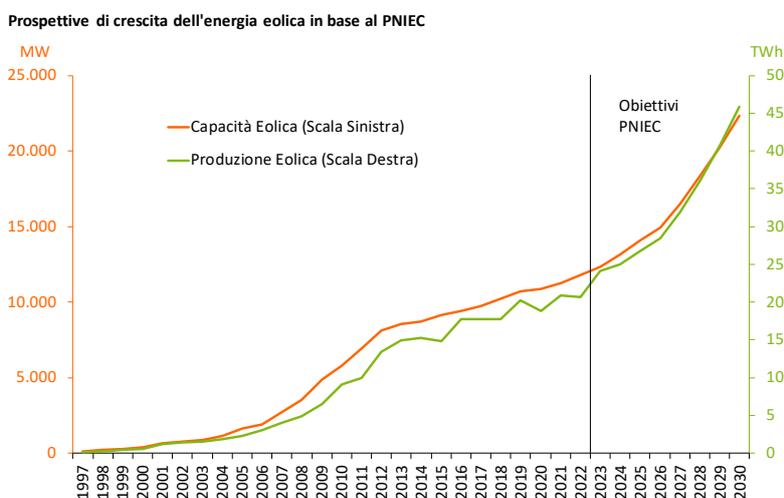


Figura XIII - Prospettive di crescita dell'energia eolica in base al PNIEC, Elaborazioni NE Nomisma Energia da Statistical Review of World Energy, 2023

COORDINAMENTO FREE

La produzione attesa potrebbe essere sensibilmente maggiore grazie a incremento dimensionale, miglioramento dell'efficienza e *capacity factor* più elevati.

D'altra parte, gli obiettivi sfidanti potrebbero essere compromessi dal sistema poco efficiente dei procedimenti autorizzativi che, malgrado le semplificazioni introdotte presentano ancora criticità burocratiche notevoli.

In primis, i dinieghi delle Soprintendenze e le lungaggini del processo autorizzativo hanno comportato, nell'ultimo decennio, un rallentamento nei rilasci delle autorizzazioni uniche.

Malgrado ciò, l'eolico nel tempo ha dimostrato di sapere affrontare le sfide della transizione energetica e dell'evoluzione tecnologica assicurando una performance in termini di produzione di energia "pulita", di gestione operativa e di logistica nelle fasi di realizzazione degli impianti che hanno confermato le potenzialità e la maturità tecnologica (sia in ambito on-shore che off-shore) in grado di contribuire in maniera importante al superamento della crisi energetica attraverso il raggiungimento degli obiettivi di elettrificazione dei consumi e di decarbonizzazione.

Si ritiene pertanto che le condizioni per sviluppare tutto il potenziale eolico oggi disponibile in Italia, sia in ambito on-shore che off-shore, al fine di contribuire significativamente alla decarbonizzazione del settore energetico e, in generale, dell'economia (purtroppo condizionata negli ultimi anni da eventi straordinari che continuano a produrre impatti, di carattere globale, sui mercati e sulle industrie), possano concretizzarsi, nel breve termine, adottando le seguenti principali azioni:

- Arrivare alla definizione del quadro normativo sulle aree idonee e le zone di accelerazione per quanto possibile in maniera uniforme e omogenea sull'intero territorio nazionale;
- Concorrere ad una efficiente opera di semplificazione autorizzativa per i nuovi impianti e per i repowering nonché far ripartire quanto prima gli investimenti;
- Sviluppare l'eolico offshore;
- Superare le problematiche afferenti alle procedure di connessione;
- Favorire lo sviluppo dei PPA.

Per quanto riguarda la possibilità di arrivare alla definizione del quadro normativo sulle aree idonee, il decreto del MASE 21 giugno 2024, recante la "Disciplina per l'individuazione di superfici e aree idonee per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili", pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 153 del 2 luglio 2024, complica il quadro normativo ed interpretativo delle fonti rinnovabili, senza, in realtà, fornire principi e criteri omogenei per la localizzazione degli impianti e la individuazione delle c.d. aree idonee. Di fatto lo stesso pone ulteriori restrizioni

COORDINAMENTO FREE

ostacolando l'installazione di 80 GW di nuove FER, previsti nel decreto e necessari al raggiungimento degli obiettivi nazionali al 2030

La ratio del decreto prevedeva, mediante “principi e criteri omogenei”, l'individuazione di aree nelle quali le fonti rinnovabili possono essere autorizzate e realizzate in modo più rapido.

Differentemente, il quadro risulta più complicato e scoordinato, attribuendo carta bianca alle Regioni nella selezione delle aree idonee, di quelle non idonee e di quelle ordinarie, mediante leggi regionali.

La Commissione europea ha avviato una procedura d'infrazione nei confronti dell'Italia per non aver recepito entro il termine del 1° luglio 2024 le disposizioni della direttiva 2023/2413 (RED III) per la semplificazione e l'accelerazione delle procedure autorizzative per le fonti rinnovabili e le infrastrutture di rete.

La RED III, entrata in vigore a novembre 2023, contiene misure essenziali per facilitare lo sviluppo delle fonti rinnovabili e delle infrastrutture di rete, tra cui:

- Individuazione delle zone di accelerazione per le energie rinnovabili;
- Limiti temporali definiti per il rilascio delle autorizzazioni;
- Potenziamento dello sportello unico per le domande;
- Riconoscimento dei progetti rinnovabili e delle infrastrutture di rete come di interesse pubblico prevalente.

Per quanto concerne le aree idonee, si ritiene pertanto innanzitutto una necessaria revisione in tema del rapporto Stato-Regioni, in quanto emergono diversi punti critici, tra cui si menziona: 1) l'eliminazione di qualsiasi riferimento al necessario aggiornamento degli atti di pianificazione energetica, ambientale e paesaggistica; 2) l'attribuzione alle Regioni di una piena – ed arbitraria – discrezionalità nell'estensione delle fasce di rispetto, che può arrivare fino a 7 km; 3) le aree inidonee sono aree che ora vengono definite per la prima volta, proprio con questo D.M., come “incompatibili” - con l'installazione “di specifiche tipologie di impianti secondo le modalità stabilite dal paragrafo 17 e dall'Allegato 3 delle linee guida emanate con decreto del Ministero dello Sviluppo economico 10 settembre 2010” -, in contrasto con quanto disposto dal comma 7 dell'articolo 20 del decreto legislativo n. 199/2021 (fonte di rango primario rispetto al DM in questione), secondo cui “Le aree non incluse tra le aree idonee non possono essere dichiarate non idonee all'installazione di impianti di produzione di energia rinnovabile, in sede di pianificazione territoriale ovvero nell'ambito di singoli procedimenti, in ragione della sola mancata inclusione nel novero delle aree idonee”; 4) la nuova versione del decreto non conferma in modo uniforme la qualifica di “aree idonee”, continuando ad indicare come tali quelle ex art. 20, comma 8, del d.l.vo n. 199/2021, ma solo prevedendo, sul punto, che le Regioni “tengono conto” della possibilità di fare salve” tali aree, eliminando così, in partenza, la possibilità di fissare principi omogenei ed uniformi per tutte le Regioni: un passo indietro di più di vent'anni (sul tema è recentemente intervenuto il Consiglio di Stato con propria ordinanza di cui ci si auspica la risoluzione di quanto sopra evidenziato entro i primi

COORDINAMENTO FREE

mesi del 2025); 5) soppressione dell'articolo 10, rischiando di dare validità retroattiva al provvedimento, ledendo diritti acquisiti e, soprattutto, rendendo l'Italia un Paese inaffidabile per gli investitori.

Riguardo la possibilità di concorrere ad una efficiente opera di semplificazione autorizzativa per i nuovi impianti e per il repowering, nonché far ripartire quanto prima gli investimenti, negli ultimi anni il rapido evolversi della normativa relativa ai procedimenti autorizzatori per gli impianti a fonte rinnovabile ha prodotto il susseguirsi di interventi che hanno dato luogo a norme stratificate, a volte non coordinate.

Accogliamo pertanto con grande favore la realizzazione del TU-FER, importante strumento abilitante per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione.

Affinché i procedimenti possano veramente essere snelli, veloci ed efficaci, auspichiamo che tale strumento trovi rapida attuazione e che venga riservata estrema attenzione alla divulgazione e formazione degli operatori privati e delle amministrazioni pubbliche, che dovranno altresì essere dotate tempestivamente di tutte le risorse umane e digitali necessarie.

Inoltre, il repowering (integrale ricostruzione) degli impianti eolici rappresenta una tecnologia avanzata che permette di incrementare la potenza installata riducendo il numero di turbine, mantenendo invariata l'area occupata. Tuttavia, il quadro normativo attuale ostacola questa soluzione innovativa: da un lato, moratorie generalizzate come quella in Sardegna stanno alimentando sentimenti di ostilità, culminati recentemente in atti vandalici; dall'altro, si registrano riduzioni ingiustificate delle tariffe assegnate al repowering, un caso unico in Europa. Paradossalmente, questa tecnologia dovrebbe beneficiare di tariffe specifiche più elevate rispetto ai nuovi impianti (green field), considerando i suoi costi complessivi superiori e i maggiori benefici sistemici che garantisce. È quindi urgente e necessario eliminare tale penalizzazione, come già concordato in linea di principio sia a livello tecnico che politico, ma mai tradotto in azioni concrete.

Infine, in Italia, gli operatori del settore energetico attendono con urgenza il decreto FER X e le relative aste, strumenti essenziali per sbloccare investimenti e trasformare gli obiettivi di decarbonizzazione in progetti concreti. Tuttavia, l'assenza di un quadro normativo stabile e chiaro ha spinto molti investitori a rallentare le proprie attività nel Paese, orientandosi verso progetti all'estero. Questo nonostante la presenza di progetti autorizzati per centinaia di megawatt e investimenti già pronti per milioni di euro, che rimangono bloccati a causa dell'incertezza.

Anche per quanto concerne lo sviluppo dell'eolico offshore, l'Italia ha un grande potenziale, ma è ancora indietro rispetto ad altri paesi come la Cina, il Regno Unito e la Germania. Attualmente, l'Italia ha solo 30 MW di capacità eolica offshore fixed installata (Taranto). Le aree più adatte allo sviluppo di parchi eolici offshore galleggianti in Italia sono Sardegna, Sicilia e Puglia, regioni che hanno un gap di produzione rinnovabile da colmare per raggiungere i target nazionali. Rispetto al Decreto FER 2 di recente approvazione, riteniamo ci siamo alcuni punti

COORDINAMENTO FREE

ostacolanti lo sviluppo del settore nel nostro Paese, ad esempio, la tariffa del DMFER 2 inerente all'eolico offshore flottante è ad oggi pari a 185€/MWh, cifra alta ma che ancora non è sufficiente per lo sviluppo di questa nuova tecnologia. È infatti inevitabile pensare ad un adeguamento di questa tariffa. Inoltre, sulla scia di quanto introdotto dalla Legge 26 luglio 2023, n. 95 che dispone l'aggiornamento delle tariffe per le procedure d'asta di cui al DM 2019, si ritiene altresì opportuno che la singola tariffa venga indicizzata per fattori direttamente incidenti sull'investimento, oltre all'inflazione. In merito al contingente, individuato in 3.800 MW per entrambe le tecnologie (flottante e a fondazioni fisse) si ritiene che sia inferiore al potenziale reale. Sarebbe opportuno che venisse innalzato fino al dato potenziale di 11GW al 2040, allineandolo quindi indicativamente al valore tecnico individuato negli scenari Terna.

Sempre in ambito offshore, per quanto concerne la stima delle potenzialità dei mari italiani, uno strumento utile alla valutazione dell'idoneità dello spazio marittimo italiano alla realizzazione di impianti eolici offshore è il potenziale tecnico teorico, una stima della capacità di generazione tecnicamente fattibile, considerando solo la velocità del vento e la profondità del fondale. Non prende in considerazione altri vincoli tecnici, ambientali, sociali ed economici. Il potenziale tecnico teorico, nel caso della nostra nazione, è per larga parte dovuto al potenziale della tecnologia floating. Tale dato motiva il grande interesse verso la tecnologia, nonostante l'importante svantaggio attuale in termini di costi rispetto alla soluzione a palo fisso. In Italia, il potenziale tecnico teorico³ ammonta a 207,3 GW per l'eolico offshore floating, nettamente superiore ai 6 GW dell'eolico offshore bottom-fixed. Considerando l'infrastruttura di rete l'Italia ha stimato a 8,5 GW la potenza massima che è possibile sostenere al 2030. Il valore considerando i «vincoli di rete» risulta comunque superiore all'attuale target al 2030, definito dal PNIEC, pari a 2,1 GW da impianti offshore.

Riguardo il superamento delle problematiche afferenti alle procedure di connessione, oggi assistiamo alla cosiddetta saturazione virtuale delle reti: esistono pratiche di connessione in stand-by da anni senza alcun avanzamento dell'iter autorizzativo. Questo comporta l'individuazione da parte di Terna di soluzioni più complesse. La disponibilità complessiva di capacità sul nodo di rete non è un'informazione pubblica e ciò determina incertezza sul punto di connessione che sarà assegnato dal Gestore di Rete (GdR) in fase di rilascio della STMG e sui tempi di sviluppo del singolo progetto.

Ulteriore criticità è l'assenza di informazioni trasparenti sui tempi di avanzamento degli ampliamenti previsti sulla RTN/RDN così come la mancanza di feedback periodici lato GdR che determinano lungaggini nello sviluppo dei progetti dei singoli operatori.

Dopo i primi orientamenti espressi per l'aggiornamento del Testo Integrato Connessioni Attive (TICA), con il documento per la consultazione 301/2023/R/eel focalizzato principalmente sulle connessioni a livelli di tensione diversi da AT e AAT e i cui esiti espressi con delibera 361/2023/R/eel hanno prodotto modifiche al TICA principalmente per impianti con potenze

³ https://www.astrid-online.it/static/upload/crea/crea_wmark.php.pdf

COORDINAMENTO FREE

inferiori a 20 kW, e rimandato la revisione generale del TICA ad un secondo momento di confronto, attendiamo con interesse l'avvio del successivo documento per la consultazione previsto per l'autunno del 2023 dove, oltre a riprendere gli orientamenti già espressi con la consultazione 301/2023/R/eel, dovranno essere discussi gli orientamenti relativi all'iter ordinario delle connessioni in AT e AAT al fine di meglio disciplinare le procedure propedeutiche all'emissione della Soluzione Tecnica Minima Generale (STMG) ovvero ad essa conseguenti, le modalità di interazione del TICA con il processo autorizzativo, anche alla luce delle modifiche che esso ha subito nel corso degli anni, nonché di valutare se sia opportuno introdurre nel TICA specifiche previsioni per la connessione alla rete degli impianti.

In ultimo, non per importanza, per favorire lo sviluppo dei contratti di fornitura di energia di lungo termine (PPA) da fonti rinnovabili, bisogna anzitutto considerare che il piano REPowerEU incoraggia gli Stati Membri a rimuovere le barriere, amministrative e/o di mercato, che bloccano o vincolano il mercato dei PPA, occorre inserirli in una riforma organica e profonda del mercato elettrico, nel contesto europeo, senza però introdurre elementi di regolazione che limitino la libertà di mercato e negoziale tra le controparti. Bisognerebbe anche definire un vincolo progressivo (100% entro 5 anni) di approvvigionamento per la PA di elettricità da FER tramite PPA a 10 anni (Green Public Procurement), sfruttando gli strumenti recentemente messi a disposizione da Consip. Inoltre, al fine di promuovere la diffusione di questa tipologia di contratti, occorrerebbe sviluppare sistemi di sgravi fiscali a favore di consumatori finali che stipulassero PPA da fonte rinnovabile in funzione dei volumi di copertura dei consumi e della durata dei contratti.

Occorre inoltre considerare che l'Italia presenta eccellenze, seppur in numero e fatturato più esigui rispetto ai leader europei, nella filiera dell'industria eolica. È presente ad esempio nella produzione di cavi a media, alta e altissima tensione e nella produzione di pale. Il potenziale giro d'affari per il settore eolico, in accordo agli obiettivi europei di decarbonizzazione, può essere stimato in 277 miliardi di Euro per l'eolico onshore e 294 miliardi di Euro per l'eolico offshore.

Infine, con il passaggio dal Pun ai prezzi zonali, entrato in vigore nelle sue parti essenziali dal 1° gennaio 2025, con un periodo transitorio allungato fino al 1° febbraio 2026, per permettere a Terna di completare l'aggiornamento del Codice di Rete e con la capacità rinnovabile già installata, pur tenendo dei meccanismi di compensazione, i siciliani pagheranno una bolletta elettrica ridotta rispetto alla media nazionale. Anche Calabria e Sardegna trarrebbero un analogo vantaggio economico dallo sviluppo delle rinnovabili, ma una riduzione della bolletta si verificherebbe pure nelle altre zone tariffarie, per cui un'adeguata comunicazione ai cittadini di questo vantaggio economico dovrebbe facilitare il permitting.



Biometano e biogas

L'Italia è uno dei paesi europei dove si è maggiormente affermato l'utilizzo del biogas per la produzione di energia elettrica e del biometano che costituisce un vettore energetico estremamente flessibile ed utilizzabile in diversi settori senza richiedere notevoli modifiche dei propri processi produttivi da parte degli utilizzatori. In particolare, attualmente il biometano è l'unica soluzione disponibile per rendere sostenibili alcune tipologie di trasporto, come quelli pesanti, navali o per le lavorazioni agricole, nonché di decarbonizzare produzioni industriali *hard to abate* come acciaio, carta, ceramica, ecc.. Anche per la mobilità leggera il biometano può contribuire a rendere sostenibile quella parte di parco auto attualmente circolante che non potrà essere "rottamato" in tempi brevi.

Se allo stato attuale, le bioenergie nel complesso contribuiscono alla quota rinnovabile nel settore elettrico per circa il 15% (fonte: PNIEC 2024), gli scenari di sviluppo previsti dall'ultima versione del PNIEC prevedono per il biogas una contrazione della produzione soprattutto per la tendenza a convertire gli impianti esistenti verso la produzione di biometano. Lo sviluppo di quest'ultima, andrà però a compensare abbondantemente la riduzione del numero di impianti biogas per la produzione elettrica, passando dagli attuali 1 miliardo circa di Smc/anno ad una previsione per il 2030 pari a circa 5 miliardi. Il biometano garantirebbe quindi la copertura del 10% dell'attuale consumo di gas naturale, consumo però che è destinato a diminuire per effetto di quei processi di elettrificazione già ampiamente illustrati.

La realizzazione di impianti di biogas e biometano in ambito agricolo, costituisce la perfetta integrazione tra produzione di bioenergia rinnovabile e produzioni alimentari grazie ai vantaggi intrinseci al processo di digestione anaerobica.

La digestione anaerobica è infatti un processo biologico naturale, ottimizzato all'interno dell'impianto, durante il quale il carbonio organico delle biomasse in ingresso ha diversi destini: nel biogas come CH₄ e CO₂ e nel digestato come carbonio organico residuo, a sua volta destinato a stoccaggio stabile nel terreno e a respirazione da parte della flora microbica del suolo. Inoltre, nel processo di digestione anaerobica ha luogo la parziale mineralizzazione della sostanza organica e, quindi, del carbonio organico. Ne deriva che tutti i nutrienti contenuti nelle biomasse impiegate restano nel digestato, ma in forma più assimilabile dalle colture, rendendo possibile la concimazione organica in sostituzione di quella chimica, anche laddove non c'è zootecnia.

Questo aspetto significa che l'integrazione degli impianti biogas e biometano nelle aziende agricole costituisce non solo un fattore di produzione di energia da fonti rinnovabile sostenibile e come tale certificata, ma ha anche un forte impatto ambientale grazie alla valorizzazione degli effluenti zootecnici e dei residui e sottoprodotti agricoli; alla possibilità di utilizzare il digestato come fertilizzante organico in sostituzione di fertilizzanti chimici; alla diffusione delle doppie colture che, intensificando in maniera ecologica e sostenibile le produzioni, aumenta la fotosintesi e quindi la rimozione della CO₂ dall'atmosfera.

COORDINAMENTO FREE

In particolare, la possibilità di valorizzare, grazie alla co-digestione, effluenti zootecnici, residui agricoli e sottoprodotti agro-industriali con caratteristiche qualitative alquanto diverse permette di massimizzare l'efficienza nell'uso delle risorse da parte dell'azienda agricola, riducendo gli effetti negativi sull'ambiente correlati al loro smaltimento.

Sulla base dello studio Farming For Future realizzato dal Consorzio Italiano Biogas, è possibile ritenere che un livello di produzione di biometano nell'ordine di 6,5 miliardi di Smc/anno avrebbe un impatto in termini ambientali stimabile in una riduzione della CO₂ equivalente pari a circa 30 milioni di tonnellate, un quantitativo pari a quello generato da circa la metà del parco auto circolante oggi in Italia, circa 18,5 milioni di automobili.

Biomasse

L'utilizzo delle biomasse legnose a fini energetici è un tema di estrema attualità tecnica e scientifica, e sensibilità sociale. Riconosciuto nelle politiche internazionali ed europee in relazione alle possibilità offerte dalle altre fonti energetiche rinnovabili, quale strumento per contribuire al raggiungimento degli obiettivi climatici, di decarbonizzazione e di produzione di energia da fonti rinnovabili, acquista per il contesto nazionale una particolare importanza nello specifico nell'ambito dei contesti socioeconomici delle aree interne e montane. Per tali ragioni la qualificazione della filiera foresta-legno-energia a scala locale rappresenta un obiettivo della Strategia forestale nazionale, espresso nella Sotto-Azione B.3.3 .

Le foreste italiane si estendono su oltre 11 milioni di ettari, valore raddoppiato negli ultimi 50 anni e pari a quasi il 40% del territorio nazionale. La superficie forestale è infatti progressivamente aumentata negli ultimi decenni e ha segnato un +4,9% negli ultimi 10 anni. La crescita della superficie forestale italiana non è tuttavia frutto di specifiche politiche attive di rimboschimento, bensì dell'abbandono delle attività primarie e dello spopolamento di aree montane e collinari.

Oggi, purtroppo, solo il 15,3% della superficie forestale italiana è soggetta a piani particolareggiati di gestione forestale, e la produzione di legno e altri prodotti rimane stabile ma diminuiscono le segherie e le infrastrutture per le utilizzazioni in bosco. La pianificazione forestale è indispensabile per tutelare e valorizzare le funzioni ecosistemiche di ciascun bosco in una prospettiva di lungo periodo, nonché per alimentare in modo sostenibile le filiere produttive di beni e utilità. L'attuale tasso di prelievo forestale viene stimato con diversi metodi indiretti che portano a risultati diversi, con tassi di utilizzazione compresi tra il 18,4% e il 37,4% dell'incremento annuo. Nonostante il livello di incertezza dei dati, emerge come il prelievo italiano rimanga molto inferiore alla media europea, pari al 73%. Il basso tasso di prelievo significa una bassa pressione antropica sull'ambiente, ma al contempo comporta una forte dipendenza dall'estero di legno e legname per l'industria. L'Italia rimane infatti un importatore netto di legname e di combustibili legnosi: legna da ardere, pellet e cippato. Paradossalmente, a fronte di complessi industriali solidi e competitivi su scala internazionale legati ai prodotti a

COORDINAMENTO FREE

base di legno e cellulosa, la domanda di materie prime legnose, semilavorati in legno e biocombustibili legnosi non è soddisfatta, se non in maniera estremamente parziale, dalle risorse forestali nazionali. Un uso più efficiente, sostenibile e “a cascata” delle biomasse forestali permetterebbe di aumentare il valore prodotto dai boschi italiani e contribuirebbe a stabilizzare la filiera locale e nazionale del legno.

In questo scenario, la filiera legno-energia crea valore anche per le comunità locali attraverso la manutenzione del patrimonio boschivo e lo fa spesso nelle aree cosiddette “interne” e “marginali”. Queste attività, insieme al conseguente mantenimento/ricostituzione di presidi attivi contro il dissesto idrogeologico, generano un vasto insieme di ricadute positive per i territori, inclusa la prevenzione del rischio incendi che consente, oltre all’ovvio beneficio ambientale, anche un rilevante risparmio di risorse economiche.

La gestione responsabile delle foreste, basata su una corretta e oculata pianificazione selvicolturale e territoriale, può migliorare la capacità di assorbimento del carbonio sviluppando costantemente nuove e ulteriori capacità di sequestro. La quantità di anidride carbonica che una foresta può catturare dipende in gran parte dallo sviluppo del soprassuolo e dalle pratiche selvicolturali che, influenzandone la crescita, permettono di trovare di volta in volta l’equilibrio migliore tra assorbimento forestale della CO₂, stoccaggio del carbonio nei prodotti durevoli dell’industria del legno e riduzione delle emissioni climalteranti anche grazie alla valorizzazione energetica del legno. È sicuramente vero che il processo di combustione della biomassa legnosa comporta l’emissione di CO₂, al pari delle fonti fossili. È però fondamentale distinguere l’origine del carbonio legato all’uso delle biomasse e quella del carbonio rilasciato dalle fonti fossili che, lo ricordiamo, sono la principale causa del surriscaldamento climatico che provoca i sempre più ingenti danni alle foreste che oggi giorno dobbiamo affrontare.

La combustione di fonti fossili rilascia carbonio che è stoccato (immobilizzato) nel sottosuolo da milioni di anni (carbonio non biogenico), risultando quindi un’immissione netta in atmosfera ad opera dell’Uomo;

La combustione di biomassa legnosa comporta, invece, l’emissione di carbonio biogenico, riconducibile a un ciclo chiuso, breve e in atto in natura.

Nel ciclo del carbonio biogenico nel momento in cui si taglia una pianta si genera un temporaneo debito carbonico : si apre cioè uno scarto temporale tra l’emissione di CO₂ in fase di combustione e il suo successivo riassorbimento grazie all’accrescimento del bosco dopo il taglio. Al concetto di “temporaneo debito di carbonio” va infine affiancato quello per cui la capacità di assorbimento della CO₂ di un bosco non va considerata a livello di singolo albero o di singola particella forestale (cioè la più piccola parte in cui è suddivisa la superficie del bosco quando ne viene pianificata la gestione), bensì a livello più ampio di soprassuolo forestale. Là dove una particella forestale viene tagliata, nello stesso momento, un’altra particella forestale confinante sta crescendo e assorbendo CO₂.

COORDINAMENTO FREE

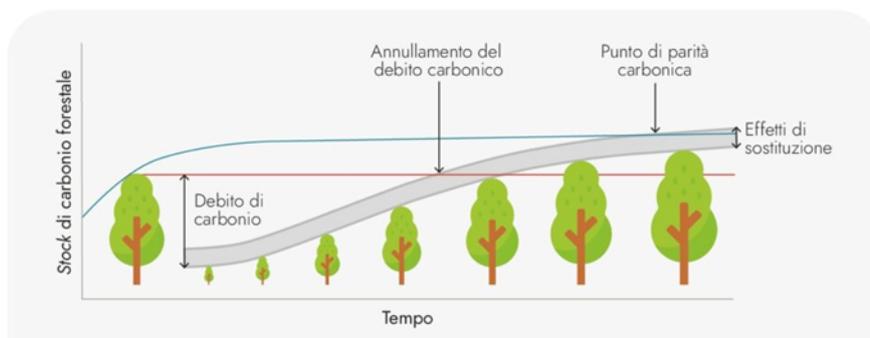


Figura XIV - Definizione di tempo di parità carbonica: in rosso lo stock di carbonio della foresta al momento del prelievo legnoso; in blu l'ipotetica evoluzione dello stock di carbonio forestale in assenza di prelievi.

Quando la biomassa proviene da foreste in cui gli stock di carbonio sono stabili o in aumento, come nel caso italiano ed europeo, le emissioni di CO₂ al momento della combustione sono compensate dalla crescita delle foreste in cui è stato prodotto il biocombustibile legnoso. Se poi si considera l'uso a cascata del legno, va evidenziato che la parte prevalente del legno tagliato viene utilizzata per produrre prodotti durevoli (stoccando quindi il carbonio del legno per lungo tempo, senza rimettere CO₂ in atmosfera).

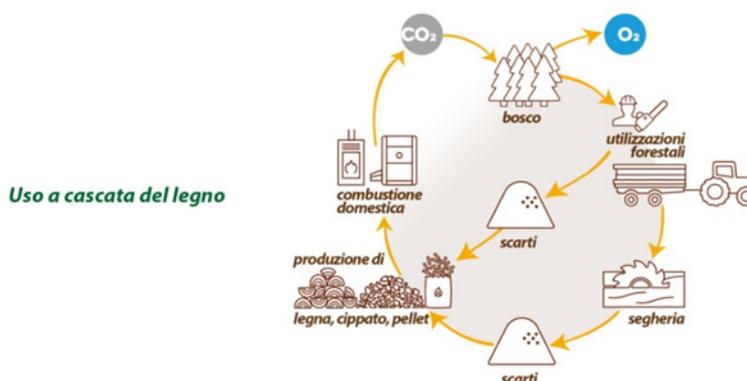


Figura XV - Applicazione a cascata del materiale legnoso

Infine, una corretta comparazione delle prestazioni emissive dell'impiego di biomasse a uso energetico e quello delle fonti fossili non può avvenire solo al punto di combustione, ma deve considerare i flussi complessivi di CO₂ che comprendono le fasi di taglio, trasporto e lavorazione del legname, tutte operazioni che consumano energia, compreso il processo di pellettizzazione, come pure la costruzione degli impianti di conversione energetica. L'unico modo serio per valutare l'impatto delle biomasse in termini di emissioni climalteranti è considerarne l'intero ciclo di vita, adottando il cosiddetto Life Cycle Assessment (LCA). Secondo uno studio LCA condotto dall'Università di Stoccarda, che ha riguardato diversi combustibili, sia fossili sia legnosi, utilizzati per il riscaldamento emerge che, a parità di

COORDINAMENTO FREE

energia termica prodotta, l'uso di biomasse legnose consente di ridurre le emissioni di CO₂e_q tra l'89% e il 94% rispetto ai combustibili fossili tradizionali.

Il consumo di biocombustibili solidi in Italia per il riscaldamento del settore residenziale e commerciale, si attesta abbastanza stabilmente tra i 15 e i 20 milioni di tonnellate. Già oggi le biomasse legnose impiegate nel settore del riscaldamento residenziale in forma di legna da ardere, pellet e cippato sono la principale fonte energetica rinnovabile del nostro Paese, utilizzata da oltre un quarto delle famiglie italiane. Le biomasse legnose provenienti da gestione forestale sostenibile possono offrire un contributo significativo e immediato sia per la diversificazione e la sicurezza energetica del Paese, sia per il presidio del territorio e la creazione di posti di lavoro in particolare nelle aree interne, sia per garantire il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione fissati dall'Unione europea al 2030 e 2050. Considerando le risorse legnose a disposizione, ed escludendo quelle già necessariamente impiegate per energia elettrica e trasporti, è possibile puntare a un obiettivo al 2030 di 16,5 Mtep di energia termica prodotta da bioenergia, di queste 8,5 Mtep sono biomasse legnosa di cui 3,5 Mtep da gestione forestale e 5 Mtep dal così detto fuori foresta, rispetto all'attuale consumo di 7 Mtep indicato nel PNIEC. Nel nostro Paese la filiera agroforestale nel suo complesso sarebbe in grado, se opportunamente orientata e sostenuta, di evitare l'importazione di oltre 10 miliardi di metri cubi annui di gas naturale.

La filiera legno energia è una filiera industriale che si inserisce nella più ampia e articolata filiera forestale e del legno in cui sono coinvolte circa 80.000 imprese, per oltre 350.000 unità lavorative. Nel nostro Paese ci sono circa 6.500 imprese forestali con poco più di 12.000 addetti e nel complesso la filiera legno-energia conta oltre 14.000 imprese per un fatturato di oltre 4 miliardi di euro, superando i 72.000 addetti.

Lo sviluppo di sistemi energetici locali da filiera territoriale, alimentati da biomasse legnose per la produzione di calore ed energia in cogenerazione ad alto rendimento, anche abbinati a reti di teleriscaldamento/raffrescamento, rappresenta un'importante opportunità per la gestione responsabile e pianificata del patrimonio forestale nazionale, con indiscutibili ricadute nel bilancio del carbonio, nel governo del territorio e per lo sviluppo socioeconomico locale, in particolare delle aree interne e rurali del Paese, assicurando continuità, stabilità e programmabilità: tre aspetti centrali per rendere la transizione ecologica realmente sostenibile e inclusiva.

Servono infatti filiere energetiche locali, sostenibili e certificate, per garantire la crescita economica dei territori, e un maggior ricorso all'utilizzo razionale dei soprassuoli. Utilizzare i boschi locali grazie a pratiche di gestione forestale sostenibile significa ridurre la necessità di approvvigionare materiale legnoso da foreste geograficamente lontane che possono essere soggette a deforestazione e tagli illegali, diminuendo al contempo gli impatti legati al trasporto della biomassa stessa.

Pompe di calore

La domanda di pompe di calore elettriche è prevista in notevole crescita nei prossimi anni sia in Europa che in Italia. Gli obiettivi indicati nel PNIEC 2024 per quanto riguarda le rinnovabili termiche, portano a stimare al 2030 un parco installato di pompe di calore (al 100% dedicate al riscaldamento degli ambienti) pari a circa 6,2 milioni di unità rispetto agli attuali 3,8 milioni, con un raddoppio delle unità in cinque anni. Questo significa una media di circa 600.000 nuove unità all'anno nei prossimi sei anni.

La crescita costante ipotizzata dal PNIEC porterebbe le sole pompe di calore a coprire oltre il 31% dello sforzo previsto al 2030 sugli obiettivi delle rinnovabili termiche: si tratta di circa 2,2 Mtep aggiuntivi rispetto al dato del 2022 sui 7 Mtep previsti per tutto il comparto PNIEC 2024.

Per espandere la capacità produttiva delle aziende italiane sono richiesti investimenti e supporto governativo. Se non si investe in modo efficiente ed efficace, il rischio è di perdere quote di mercato e competitività a favore di paesi UE che hanno già dichiarato i propri programmi di sostegno (es. Francia) o extra-UE (es. Cina), come già accaduto in altri comparti manifatturieri energetici europei (es. fotovoltaico)

A differenza delle altre tecnologie “green”, la dipendenza tecnologica dell'Europa e dell'Italia nella produzione di pompe di calore è limitata: ad oggi, l'incidenza della produzione italiana per le principali componenti è del 60%, che sale a circa il 90% riferendosi al perimetro UE. Secondo quanto riportato da European Heat Pump Association (EHPA)⁴, nei prossimi tre anni sono previsti investimenti privati in nuove unità produttive in Europa per oltre 7 miliardi di euro, rappresentando un ulteriore rafforzamento della competitività europea in questo comparto industriale.

Con una produzione industriale di 5 miliardi di euro e circa 110 mila occupati sostenuti, l'Italia è il 2° Paese in Europa per la produzione di componenti (pesando per il 22% della produzione totale europea) e per numero di occupati nella filiera allargata delle pompe di calore. Inoltre, 2/3 dell'import di componenti della filiera allargata italiana avviene all'interno dell'UE (vs. 49% per l'UE nel suo complesso), dimostrando ancora una volta la solidità dell'industria nazionale.

Secondo EurObserv'ER, dal 2017 al 2022, il settore delle pompe di calore nell'UE ha registrato un aumento costante del fatturato, passando da quasi 23 miliardi di euro nel 2017 a 57 miliardi di euro nel 2022. Nel 2022 l'Italia ha registrato il fatturato più elevato, quasi 20 miliardi di euro, seguita da Francia (quasi 12 miliardi di euro) e Germania (5 miliardi di euro).⁵

⁴ EHPA (2024) “Competitiveness of the heat pump sector in Europe”

⁵ EurObserv'ER prende in considerazione gli investimenti in nuove installazioni, il funzionamento e la manutenzione delle pompe di calore esistenti, comprese le pompe di calore appena aggiunte, e la produzione e il commercio di attrezzature.

COORDINAMENTO FREE

Nel biennio 2021-2022 l'Italia è stato il paese UE con il maggiore GVA (Gross Value Added) davanti a Francia e Germania⁶. Si tratta di un indicatore utilizzato per evidenziare il contributo offerto da un settore industriale al PIL di una nazione. Stante la sua formulazione⁷, il risultato italiano ha certamente beneficiato del contributo offerto dal Superbonus e dall'opzione della cessione del credito.

Un nodo cruciale per sostenere il comparto industriale nel proprio sforzo di crescita è rappresentato dalla semplificazione dell'accesso ai diversi programmi di finanziamento disponibili. Il Net Zero Industry Act, strumento legislativo dedicato proprio al sostegno a settori strategici del futuro “green” dell'Europa, fornisce un elenco dettagliato di programmi di finanziamento (Horizon Europe, The Innovation Fund, InvestEU, ERDF/Cohesion Fund, The Recovery and Resilience Facility (RRF), REPowerEU, The Modernization Fund) per supportare sia la produzione che la ricerca e sviluppo.

È essenziale che le istituzioni italiane agiscano per adattare modalità e importi erogabili alle dimensioni delle aziende nazionali da sostenere.

Geotermia

Lo studio condotto da ELEMENS⁸ sul potenziale delle pompe di calore geotermiche nel settore residenziale ha evidenziato un ruolo chiave di questa tecnologia per la decarbonizzazione del riscaldamento. Il potenziale effettivo stimato con ipotesi conservative che interesserebbero 1 milione di edifici su un parco immobiliare di circa 12,5 milioni è pari a 4,9 Mtep, ma se si include anche il fabbisogno per acqua calda sanitaria, il valore totale raggiunge 5,8 Mtep. Parte del fabbisogno escluso potrà essere coperto da altre tipologie di pompe di calore, come le soluzioni aria-aria e aria-acqua, che presentano vincoli tecnici ed economici differenti.

Suddividendo il potenziale per tipologia di edificio residenziale, si evidenzia che la maggior parte della domanda è concentrata nei piccoli condomini, con un potenziale di 3 Mtep distribuito su circa 650.000 edifici. A seguire, troviamo i grandi condomini con un potenziale di 1 Mtep e 45.000 edifici, mentre i medi condomini (80.000 edifici) e le abitazioni monofamiliari (300.000 edifici) rappresentano rispettivamente 0,7 Mtep e 0,4 Mtep. Questi numeri mettono in evidenza come la diffusione delle pompe di calore geotermiche sia particolarmente adatta per edifici più complessi e strutturati.

⁶ Fonte European Commission, Joint Research Centre, Toleikyte, A., Lecomte, E., Volt, J., Lyons, L., Roca Reina, J.C., Georgakaki, A., Letout, S., Mountraki, A., Wegener, M., Schmitz, A., Clean Energy Technology Observatory: Heat Pumps in the European Union - 2024 Status Report on Technology Development, Trends, Value Chains and Markets, Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2024, <https://data.europa.eu/doi/10.2760/7205477>, JRC139377.

⁷ $GVA = PIL + \text{incentivi sul prodotto} - \text{tasse sul prodotto}$

⁸ ELEMENS (2020). “Pompe di calore e piccola geotermia: riscaldamento green a servizio della decarbonizzazione”

COORDINAMENTO FREE

Se confrontiamo questi dati con le previsioni del PNIEC 2024, notiamo una significativa differenza: l'energia prodotta da tutte le pompe di calore previste dal PNIEC al 2030 è di 2,2 Mtep aggiuntivi rispetto al 2022, mentre quella generabile dal potenziale delle sole pompe di calore geotermiche ammonta a 5,8 Mtep. Questo gap sottolinea il potenziale sottostimato dal PNIEC per le pompe di calore geotermiche nel settore residenziale.

Sulla base di ipotesi conservative che considerano vincoli di natura tecnica ed economica (caratteristiche dell'edificio, dotazione di tipologie impiantistiche, zona climatica e orografia del terreno), Elemens ha stimato che il potenziale totale delle pompe di calore geotermiche nel settore residenziale corrisponde a circa 1.000.000 di installazioni su un parco immobiliare residenziale di circa 12,5 milioni di edifici, con una potenza complessiva che supera i 50 GW. Il segmento dei piccoli condomini rappresenta la fetta maggiore di questo mercato con più della metà del potenziale.

Le pompe di calore geotermiche rappresentano quindi una tecnologia fondamentale per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione in Italia. La loro applicazione è particolarmente vantaggiosa per edifici di medie e grandi dimensioni, dove il fabbisogno energetico elevato giustifica l'installazione di impianti ad alta capacità. Tuttavia, affinché questo potenziale venga pienamente sfruttato, sarà necessario superare barriere economiche e tecniche, promuovendo incentivi e politiche mirate a favorire la diffusione di questa tecnologia.

Idrogeno verde

L'Italia, nel quadro delle politiche europee condivise con gli altri Stati Membri, riconosce nell'idrogeno una delle soluzioni fondamentali per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione in coerenza con gli impegni assunti nel PNIEC al 2030 e nel Net Zero al 2050. Attualmente l'idrogeno ricopre un ruolo assolutamente marginale, essendo utilizzato come un fattore produttivo (feedstock) in alcuni processi industriali e impiegato come carburante in alcune applicazioni pilota per la mobilità sostenibile. Tuttavia, la ricerca ha dimostrato come l'idrogeno potrebbe assumere il ruolo di vettore energetico, poiché soddisfa due requisiti fondamentali: a) può essere prodotto da tutte le fonti energetiche primarie, sia rinnovabili (bio e non bio) che fossili e nucleari; b) possiede un certo grado di universalità per alcuni usi finali.

Nelle Linee Guida Preliminari per la Strategia Nazionale Idrogeno di fine 2020 fu anticipata una prima visione di alto livello sul possibile ruolo che l'idrogeno avrebbe potuto occupare nel percorso nazionale di decarbonizzazione. Concordemente con la versione aggiornata al 2024 del PNIEC, la Strategia Nazionale Idrogeno ha stimato un obiettivo di installazione minima di elettrolizzatori in Italia per una capacità complessiva pari a 3 GW.

Gli sviluppi della Strategia Nazionale dell'Idrogeno, redatta nel novembre 2024, si articolano su diversi orizzonti temporali e riguardano diverse tematiche come: la decarbonizzazione degli usi finali, l'integrazione del sistema energetico, la realizzazione di una filiera forte e

COORDINAMENTO FREE

competitiva, l'aumento della sicurezza energetica, la realizzazione di un hub energetico, il sistema di certificazione e ricerca e innovazione. Partendo dagli obiettivi nazionali italiani di installazione di 3 GW al 2030, la Strategia Nazionale dell'Idrogeno ha ipotizzato tre scenari di domanda idrogeno al 2050 con una penetrazione che potenzialmente potrà raggiungere circa il 18% dei consumi finali dell'industria HTA e del 30% dei consumi finali nel settore dei trasporti. La Tabella 1 sintetizza i consumi di idrogeno e combustibili derivati secondo tre scenari di penetrazione: "base", "intermedio", "alta penetrazione".

	"Base"	"Intermedio"	"Alta diffusione"
Consumi lordi	6,39	9,08	11,93
Produzione nazionale	4,47	6,36	8,35
Importazione	1,92	2,72	3,58
Gas to power*	0,30	0,40	0,50
Produzione e-fuel**	3,68 (3,13)	4,75 (4,04)	5,74 (4,88)
Consumi finali	5,54	7,97	10,57
Industria	1,57	2,68	3,71
Acciaio	0,80	0,92	1,11
Fonderie	-	0,05	0,10
Ceramica	0,03	0,17	0,31
Cemento	-	0,10	0,20
Vetro	0,12	0,30	0,49
Feedstock - Raffinerie	0,34	0,34	0,34
Feedstock - Chimica	0,28	0,80	1,16
Trasporti	3,91	5,19	6,71
Auto e moto	-	0,18	0,35
Bus	0,2	0,36	0,53
Camion	0,6	1,50	2,60
Treni	0,01	0,02	0,03
Aerei	3,00	3,00	3,00
Navi e porti	0,10	0,13	0,20
Civile	0,06	0,10	0,15

Figura XVI - Consumi di idrogeno e combustibili derivati secondo tre scenari di penetrazione (Mtep), Strategia Nazionale per l'idrogeno, Novembre 2024

Le ipotetiche domande di idrogeno stimate al 2050 possono essere soddisfatte incorporando volumi di produzione nazionale e di importazione variabili. La strategia nazionale analizza due casi limite per definire gli investimenti legati all'idrogeno.

Il primo caso limite incorpora volumi di produzione nazionale molto elevati, prevedendo una produzione nazionale del 70% e una importazione del 30% della domanda di idrogeno stimata per ogni scenario. Tale ipotesi è la stessa adottata nella versione di giugno 2024 del PNIEC. Si

COORDINAMENTO FREE

può stimare che tali quantitativi possano essere in larga parte ascrivibili all'idrogeno elettrolitico rinnovabile e in misura minore, ma non irrisoria, come idrogeno blu e idrogeno biogenico. In questo caso, ai circa 15 - 30 GW di elettrolizzatori, (a cui è necessario garantire il contemporaneo sviluppo di impianti FER addizionali in un rapporto 1 a 3), corrisponderebbe una prima stima di investimenti cumulati tra 8 e 16 miliardi di euro per i soli sistemi di elettrolisi. Considerando il contributo di altre tecnologie di produzione di idrogeno, quali processi termochimici da biomassa, si potrebbe giungere complessivamente a 13- 24 miliardi di euro. Agli ipotetici 8 -16 miliardi di investimenti nei soli elettrolizzatori (senza quindi considerare né gli impianti FER, né reti e trasporto) potrebbero corrispondere oltre 4.700 - 9.000 occupati permanenti diretti e indiretti (in termini di ULA, Unità di lavoro annuali), e un numero anche maggiore di occupati temporanei impiegati nelle fasi di investimento: le ULA cumulate durante tutto il periodo pluriennale di dispiegamento dei suddetti investimenti sarebbero stimabili in circa 52.000 - 100.000.

Il secondo caso limite analizzato nella Strategia Nazionale Idrogeno prevede quote minori di produzione elettrolitica nazionale, variabile in funzione dei costi marginali di produzione interna rapportati a quelli dei volumi importati. Questi ultimi a loro volta dipendono dai costi di produzione esteri e dai costi e vincoli della logistica di adduzione in Italia come pipelines e navi che trasportano ammoniaca. Lato consumi, si possono in prima approssimazione stimare circa 16- 33 miliardi di euro di investimenti cumulati relativi ad ammodernamento, sostituzione e installazione di nuove tecnologie, componenti e impianti. Nel settore dell'industria potrebbero attivarsi quasi 2 - 4 miliardi di investimenti, di cui quasi l'80% nel settore dell'acciaio. Nel settore dei trasporti, gli investimenti relativi a mezzi, componentistica di utilizzo e a impianti di produzione di e-fuels ammonterebbero a circa 14 - 29 miliardi di euro, con i principali contributi ascrivibili ai camion (in primis) e bus.

Il costo finale dell'idrogeno prodotto da elettrolisi dell'acqua è impattato principalmente da due fattori: il costo della tecnologia e il costo dell'energia elettrica che alimenta l'elettrolizzatore.

Le configurazioni impiantistiche sono molteplici e, nel dettaglio, gli elementi che ne determinano costo e prestazioni sono diversi: taglia impianto di elettrolisi, tipologia di elettrolizzatore, suo fattore di utilizzo, presenza o meno di sistema di compressione e stoccaggio dell'idrogeno, provenienza dell'energia elettrica (se da FER connesse direttamente all'elettrolizzatore o prelevata dalla rete cui possono essere associati eventuali PPA), dimensionamento dell'eventuale impianto FER direttamente connesso, tipologia FER, presenza o meno del sistema di accumulo dell'energia, modalità e settore di utilizzo finale dell'idrogeno. Le tecnologie per l'elettrolisi attualmente più mature sono gli elettrolizzatori alcalini (ALK) e quelli a membrana a scambio protonico (PEM). Gli elettrolizzatori ad ossidi solidi (SOEC) e quelli con membrane a scambio anionico (AEM), rappresentano altre soluzioni per il processo di elettrolisi, ma sono attualmente tecnologie meno mature rispetto agli elettrolizzatori ALK e PEM.

COORDINAMENTO FREE

La Strategia Nazionale Idrogeno prevede dei costi di produzione di idrogeno elettrolitico variabile in funzione delle tecnologie, taglie di produzione e usi finali. Per l'applicazione di idrogeno elettrolitico da FER nei settori hard to abate, i valori di costi livellati dell'idrogeno (LCOH) variano tra 6.5 e 17 €/kg. Il costo di idrogeno nel settore trasporti varia tra 9 e 20 €/kg. I costi dell'idrogeno grigio e dell'idrogeno blu ammontano rispettivamente a 2.1 €/kg e 0.4-3.4 €/kg.

3. L'OCCUPAZIONE

3.1. Analisi a livello globale

Analizzando pubblicazioni, studi e report prodotti negli ultimi anni da ricercatori ed enti specializzati, si evince in modo inequivocabile che la transizione energetica avrà un saldo occupazionale positivo a livello globale, a patto che sia governata con politiche di giusta transizione. È necessaria, pertanto, a livello di singolo Paese o di area geografica, un'attenta analisi occupazionale dei vari settori, al fine di quantificare il numero di posti di lavoro che andranno inevitabilmente persi, e in quale arco temporale, e di quelli che potranno essere oggetto di processi di riconversione. A partire da questi dati è necessario attivare politiche di giusta transizione⁹, determinate attraverso percorsi di partecipazione democratica e contrattazione con le parti sociali, che definisca strategie e politiche industriali per sostenere lo sviluppo delle filiere industriali strategiche nella transizione, creazione di nuovi posti di lavoro di qualità, riqualificazione professionale e formazione alle nuove competenze.

Quindi, se ne desume che, pur avendo complessivamente un impatto positivo a livello occupazionale, la transizione energetica determina ovunque una trasformazione a livello occupazionale che va adeguatamente gestita per fare in modo che non si determinino situazioni di disagio sociale non adeguatamente prevenute e gestite.

Tra i vari studi e report usciti negli ultimi anni sui trend occupazionali a livello globale generati dalla Transizione Energetica, il World Energy Employment del 2023 della IEA permette di avere un quadro molto chiaro e approfondito.

Dal report della IEA, infatti, si evince che l'occupazione nel settore energetico nel 2022 contava circa 67 milioni di posti di lavoro, di cui circa 35 milioni di occupati riferibili alla "green energy" e solo 32 milioni al settore fossile. L'occupazione nel settore della green energy ha superato quella dei combustibili fossili nel 2021.

Il grafico sottostante riporta il trend occupazionale negli anni nel settore energetico, distinguendo il contributo dei posti di lavoro della green energy da quelli prodotti dal settore fossile.

⁹ *International Labour Conference – 111th Session, 2023 - 15 June 2023 Outcome of the General Discussion Committee on a Just Transition*

COORDINAMENTO FREE

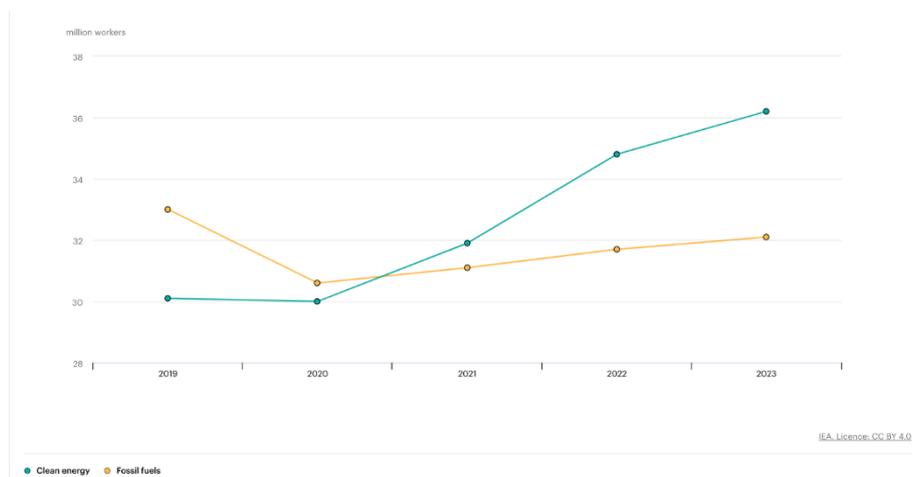


Figura XVII - Occupazione totale per settore 2019-2023, World Energy Employment 2023, IEA

I valori in figura sono riferiti all'anno 2023 e indicano un totale stimato. I posti di lavoro nel settore della "clean energy" comprendono le fonti di combustibile a basse emissioni, la produzione di energia a basse emissioni, le reti elettriche e lo stoccaggio delle batterie, l'efficienza negli usi finali, l'estrazione di minerali critici e la produzione di veicoli elettrici e delle loro batterie. I posti di lavoro nel settore dei combustibili fossili si riferiscono invece alla fornitura di petrolio, gas e carbone, nonché alla produzione di energia elettrica da combustibili fossili e alla produzione di veicoli con motore a combustione interna.

Da considerare che tra il 2020 e il 2021 si è raggiunta la parità di posti di lavoro tra quelli dovuti alla generazione da fonti fossili e quella da green energy ma il peso delle rinnovabili sul bilancio complessivo di generazione di energia era solo di circa il 20% sul totale.

Sempre dal report della IEA, si può verificare che più della metà della crescita occupazionale tra il 2019 e il 2022 è attribuibile a soli cinque settori: solare fotovoltaico, eolico, produzione di veicoli elettrici e batterie, pompe di calore ed estrazione di minerali critici. Questi cinque settori impiegano oggi circa 9 milioni di lavoratori. Il solare fotovoltaico è quello che dà maggiore impiego tra questi settori, con circa 4 milioni di posti di lavoro a livello mondiale, mentre la produzione di veicoli elettrici e delle batterie è stata quella che negli ultimi anni è cresciuta di più in termini occupazionali, aggiungendo globalmente ben oltre 1 milione di posti di lavoro dal 2019. Molti dei nuovi posti di lavoro sono nell'edilizia e nella manifattura, che oggi rappresentano oltre la metà dei posti di lavoro nel settore energetico e sono cresciuti di 2,6 milioni di posti di lavoro dal 2019. Dettagli nel grafico sottostante.

COORDINAMENTO FREE

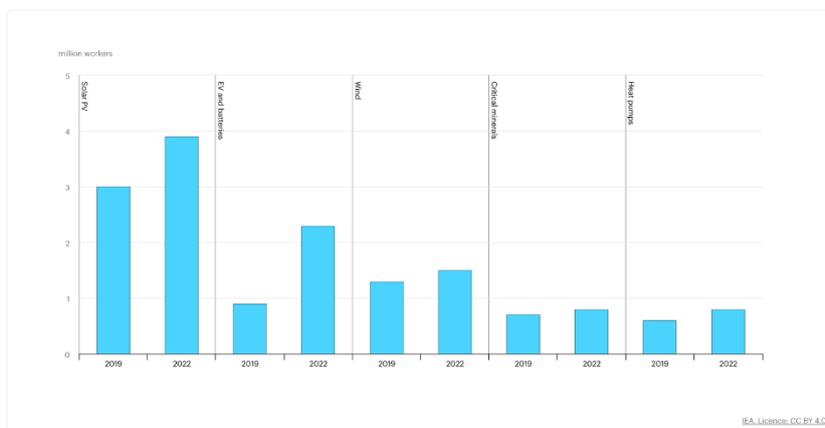


Figura XVIII - Crescita globale dell'occupazione e variazione percentuale in settori energetici selezionati, 2019-2022, World Energy Employment 2023, IEA

Il report analizza due possibili scenari, quello che prende in considerazione un trend fino al 2030 con le sole policy attuali (scenario STEPS) e quello con policy tendenti alla totale decarbonizzazione entro il 2050 (scenario NZE). In entrambi gli scenari, la crescita dei posti di lavoro supera sempre abbondantemente il numero dei posti di lavoro che si perdono. Sulla base delle politiche attuali, entro il 2030 si aggiungeranno a livello globale circa 8 milioni di posti di lavoro nel settore della green energy mentre i posti di lavoro nei settori fossili diminuiranno di 2,5 milioni, per un aumento netto di circa 5,7 milioni. L'aumento netto dei posti di lavoro nel settore energetico al 2030 sarebbe ancora maggiore nello scenario NZE, raggiungendo circa 17 milioni di nuovi posti di lavoro come saldo tra + 30 milioni di nuovi posti nella green energy e - 13 milioni nelle fossili (si veda il grafico di seguito).

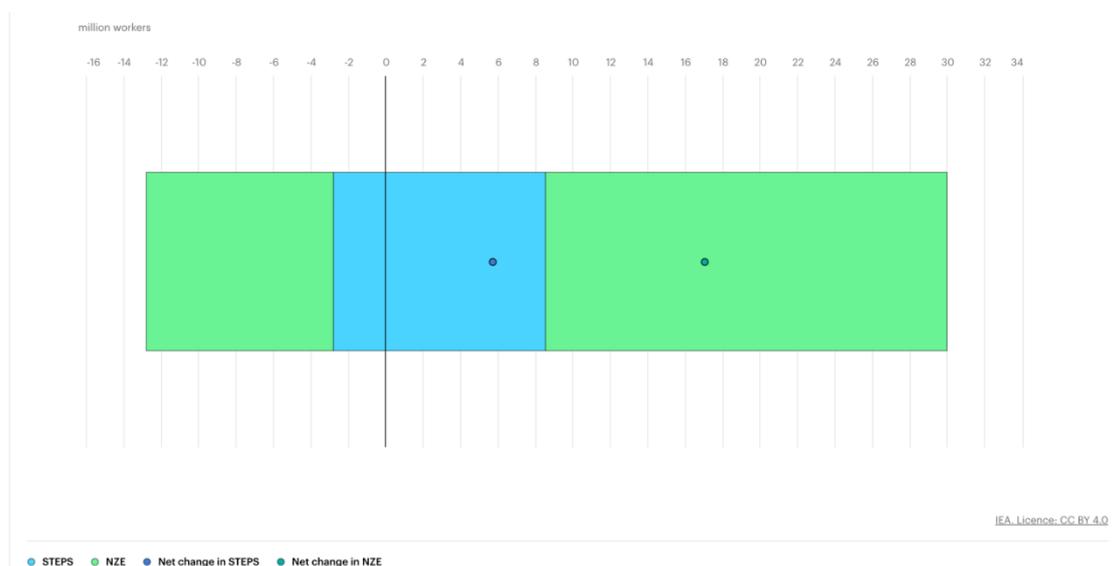


Figura XIX - Variazione totale dell'occupazione energetica globale per scenario, 2022-2030, World Energy Employment 2023, IEA

La perdita di posti più consistente si avrebbe nel settore delle auto a combustione nel caso di scenario NZE, come si evince dal grafico sottostante.

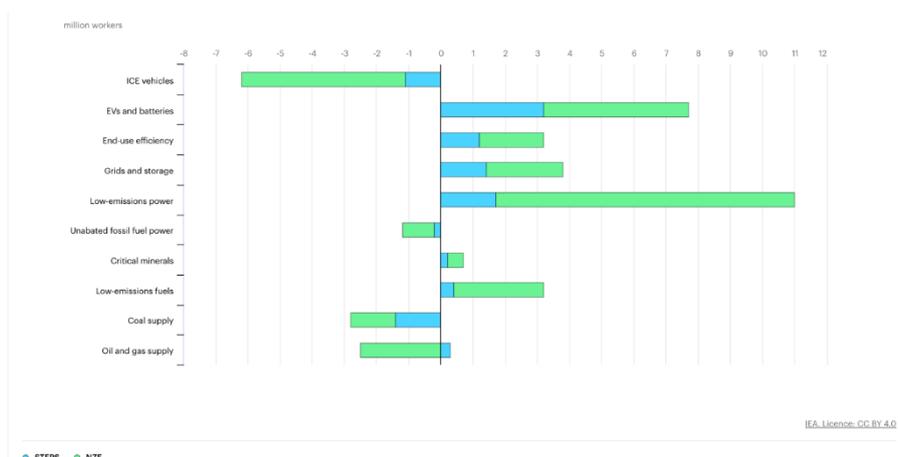


Figura XX - Cambiamenti nell'occupazione energetica globale per settore e scenario, 2022-2030, World Energy Employment 2023, IEA

3.2. Analisi situazione Italia

Al momento per l'Italia si hanno stime parziali che non prendono in considerazione tutti i settori coinvolti sia per la generazione di nuovi posti di lavoro che per quelli invece che entreranno in crisi.

Facendo riferimento al settore della generazione di energia elettrica (considerando sia la generazione da FER che da fossili), secondo stime del GSE, fatte a partire dagli investimenti individuati nel PNIEC, gli impatti occupazionali al 2030 dovrebbero dare un saldo positivo di circa 18.000 occupati aggiuntivi rispetto al 2021 (si veda figura di seguito).

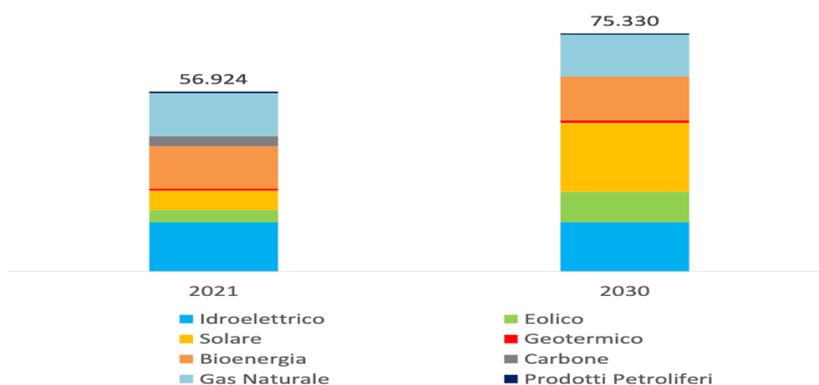


Figura XXI -Prime stime occupati permanenti (ULA) secondo lo scenario PNIEC 2024 (Fonte:GSE)

COORDINAMENTO FREE

Il PNIEC 2024, stima in circa 168 mila gli occupati temporanei medi annui (ULA dirette e indirette), aggiuntivi rispetto a quelli calcolati per lo scenario a politiche correnti nel periodo 2024-2030 e stima che gli occupati permanenti (ULA dirette e indirette) conseguenti all'installazione di nuovi impianti FER nel settore elettrico tra il 2022 e il 2030 cresceranno da oltre 40 mila unità nel 2022 a oltre 60 mila nel 2030.

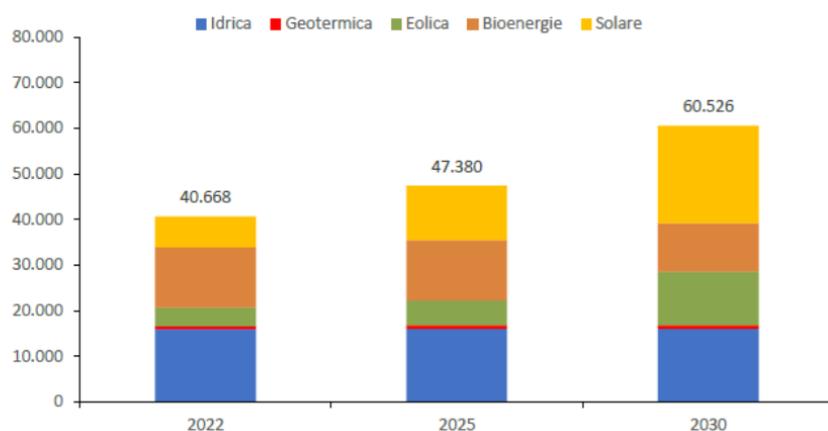


Figura XXII - Andamento per fonte degli occupati permanenti conseguenti all'evoluzione del parco impianti FER-E secondo lo scenario PNIEC (Fonte: GSE)

Questi dati determinano un saldo occupazionale positivo al 2030 nel settore della produzione di energia elettrica che, pur tenendo conto di una perdita stimata di circa 2.500 posti di lavoro negli impianti fossili nel periodo 2021-2030, aumenta di 17.000 unità permanenti.

Tecnologia	ULA Permanenti 2021	ULA Permanenti 2030	Δ ULA permanenti 2030 - 2021
FER	40.668	60.526	19.858
Idroelettrico	15.925	16.044	120
Eolico (on shore e off shore)	4.088	11.707	7.619
Solare	6.764	21.388	14.624
Geotermico	645	789	144
Bioenergia	13.246	10.597	-2.649
Fossili	15.072	12.549	-2.523
Carbone	1.924	-	-1.924
Gas Naturale	11.940	11.792	-148
Prodotti Petroliferi	1.208	757	-451
Totale	55.740	73.075	17.335

Figura XXIII - Occupati permanenti per fonte nel 2022 e nel 2030 in seguito all'evoluzione del parco impianti per la produzione di energia elettrica secondo lo scenario PNIEC (fonte: GSE)

COORDINAMENTO FREE

Ovviamente queste stime si riferiscono solo all'occupazione che verrà creata in Italia ed è quindi depurata dall'occupazione che si creerà in altri paesi, per effetto di una maggiore produzione dei prodotti necessari per gli interventi previsti dal Piano di cui si prevede l'importazione invece della produzione nazionale. Questi dati sono molto parziali, si riferiscono solo al settore della produzione di energia elettrica, e non sono certamente esaustivi, ma sono significativi. Il saldo occupazionale positivo potrebbe essere molto più elevato se le politiche energetiche del paese fossero orientate con maggiore decisione allo sviluppo di efficienza energetica, produzione da rinnovabili, elettrificazione dei consumi e sistemi di accumulo, potenziando e supportando i programmi di ricerca e sviluppo in questi settori ed elaborando un affidabile piano per l'industria nazionale orientato alla decarbonizzazione completa entro il 2050.

Nel rapporto curato da Fondazione Ecosistemi per conto di WWF Italia, che ha analizzato e quantificato gli impatti economici e occupazionali della decarbonizzazione del sistema elettrico italiano entro il 2035, gli occupati, espressi in ULA, al 2035 collegati al solo settore delle fonti energetiche rinnovabili, saranno complessivamente pari a più di 100.000 unità. Si tratta di numeri per difetto perché per esempio non sono considerate le reti di distribuzione. Le nuove unità saranno così articolate secondo il rapporto:

- nella fase di produzione: pari a 5.400 unità, 1.700 in Italia e 3.700 all'estero;
- nella fase di installazione: pari a 50.000 unità, tutte in Italia;
- nella fase di gestione, fino al 2035: pari a 50.000 unità, di cui 43.000 in Italia e 7.000 all'estero.

In totale, quasi il 90% di queste opportunità occupazionali resterà in Italia, con circa 100.000 ULA locali contro 10.000 ULA all'estero.

Gli effetti della transizione colpiranno anche altri settori, oltre a quello energetico: l'automotive, la siderurgia, la chimica di base, i petrolchimici e la raffinazione, tutti i settori hard to abate, ecc. In alcuni casi e settori sarà inevitabile la chiusura, in altri sarà possibile una riconversione ecologica delle produzioni. In nessun caso la soluzione sul versante economico ed occupazionale può venire da un rallentamento della transizione e non è accettabile una perdita di occupazione a livello territoriale e complessivo, piuttosto bisogna investire in nuovi settori produttivi e di cura. Per cogliere tutte le opportunità, anche occupazionali, della transizione è indispensabile accelerare i tempi e attivare un sistema di governance che coinvolga parti sociali, società civile e comunità nella definizione di politiche di giusta transizione che consentano di recuperare i posti di lavoro persi, anche con la creazione diretta di posti di lavoro da parte dello Stato, e di ridurre i divari di genere, generazionali, territoriali e dei gruppi vulnerabili e marginalizzati, puntando alla piena e buona occupazione, con riqualificazione e formazione permanente, protezione sociale, ecc. Serve un ruolo forte dello Stato in economia, con politiche industriali, fiscali, investimenti adeguati, ricerca ed innovazione tecnologica.

COORDINAMENTO FREE

Secondo alcune stime ¹⁰, la decarbonizzazione del sistema energetico in Italia al 2050 potrebbe creare annualmente circa 1,4 milioni di posti di lavoro diretti, a fronte di una perdita complessiva inferiore a 500.000 posti. In totale questa transizione potrebbe generare oltre 900.000 nuovi impieghi diretti.

Tra i vari settori, quello dell'energia elettrica mostra il maggiore potenziale occupazionale. Il fotovoltaico, in particolare, si distingue come il segmento che offre il maggior numero di opportunità lavorative. Solamente in questo comparto si stima la possibilità di creare circa 700.000 posti di lavoro diretti, pari a un incremento di 12 volte rispetto ai livelli attuali.

Il risparmio energetico contribuisce anch'esso in modo significativo, con la capacità di generare circa 100.000 posti di lavoro ogni anno. Questo dimostra come gli ingenti investimenti in tale ambito possano avere ricadute importanti sull'occupazione.

D'altro canto, il settore dei trasporti sarà quello che subirà la maggiore perdita di posti di lavoro. Tuttavia, le opportunità generate dalla produzione di veicoli elettrici, nonché dall'installazione, manutenzione e gestione delle infrastrutture di ricarica, saranno in grado di compensare queste perdite.

Anche la filiera dei combustibili alternativi contribuirà a riassorbire le perdite nel comparto dei combustibili fossili. Sebbene i combustibili alternativi abbiano una minore intensità occupazionale, data la natura su larga scala degli impianti di sintesi, si stima che possano essere creati circa 100.000 posti di lavoro, soprattutto nella produzione e distribuzione dell'idrogeno.

Nel complesso, la decarbonizzazione del sistema energetico avrà un impatto positivo sull'occupazione nel settore energetico. Le opportunità lavorative legate alle tecnologie rinnovabili, ai sistemi di stoccaggio energetico, alla modernizzazione delle infrastrutture e alle misure di efficienza energetica saranno decisamente superiori alle perdite di posti di lavoro nelle filiere legate ai combustibili fossili e alle tecnologie associate.

È fondamentale sottolineare che il risultato occupazionale dipenderà fortemente dalla politica industriale adottata dal Paese. Se la transizione energetica verrà attuata attraverso l'importazione massiccia di tecnologie, senza investire nello sviluppo di una filiera nazionale per la produzione di tecnologie verdi, l'impatto positivo del piano rischierà di essere limitato. Al contrario, un piano strategico per la decarbonizzazione può rappresentare un'opportunità per stimolare lo sviluppo economico, generare un effetto moltiplicatore sul piano fiscale e migliorare significativamente il livello occupazionale del Paese.

¹⁰Paper sottomesso ad Energy “Socio-economic implications of implementing a carbon-neutral energy system: A Green New Deal for Italy” L. M. Pastore, L. de Santoli



Fotovoltaico

Il settore fotovoltaico europeo ha registrato una crescita significativa negli ultimi anni, trainata dalla necessità di ridurre la dipendenza dalle fonti fossili e dal progressivo abbattimento dei costi della tecnologia solare. A fine 2023, l'industria fotovoltaica nell'Unione Europea (EU-27) contava circa 826.000 lavoratori a tempo pieno equivalenti (FTEs). Di questi, il 44% (362.000 FTEs) sono impieghi diretti, mentre il 56% (464.000 FTEs) sono impieghi indiretti, distribuiti lungo l'intera catena del valore.

L'Italia rappresenta uno dei mercati più rilevanti nel panorama europeo del fotovoltaico. Nel 2023, il Paese contava circa 76.000 occupati nel settore, posizionandosi al quarto posto in Europa dopo la Germania (154.000 FTEs), la Polonia (113.000 FTEs) e la Spagna (91.000 FTEs).

Potenzialità di crescita dell'occupazione nel FV in Italia

Secondo le proiezioni del SPE EU Solar Jobs Report 2024, entro il 2028, l'occupazione nel settore fotovoltaico italiano potrebbe raggiungere i 100.000 FTEs, consolidando la posizione dell'Italia come il terzo mercato europeo per occupazione nel solare.

Tuttavia, la crescita dell'occupazione non è garantita e dipenderà da diversi fattori. In particolare, il supporto normativo e la stabilità delle politiche energetiche saranno essenziali per mantenere l'attrattività degli investimenti nel settore. In altri Paesi europei, infatti, si sono già registrate contrazioni nell'occupazione a seguito di cambiamenti nelle politiche di incentivazione e dell'evoluzione del mercato verso impianti di grandi dimensioni (utility-scale), meno intensivi in termini di manodopera rispetto al segmento residenziale.

Per sostenere la crescita del settore e garantire un'espansione occupazionale stabile, sarà necessario promuovere iniziative di formazione e riqualificazione della forza lavoro, in particolare per installatori, tecnici di manutenzione ed esperti di progettazione fotovoltaica. Il rafforzamento della filiera manifatturiera nazionale e l'integrazione di tecnologie innovative, come i sistemi di accumulo e la digitalizzazione della gestione energetica, potrebbero inoltre garantire una maggiore competitività nel lungo termine.

Intensità occupazionale del settore fotovoltaico

Il numero di occupati per MW installato varia significativamente in base alla fase della filiera fotovoltaica. Secondo il SPE EU Solar Jobs Report 2024, i fattori di impiego sono così suddivisi:

- **Manifattura (produzione di componenti fotovoltaici):**
 - Polysilicon: 0,12 FTE/MW
 - Ingot/Wafer: 0,25 FTE/MW
 - Celle: 0,80 FTE/MW
 - Moduli: 0,80 FTE/MW
 - Inverter: 0,36 FTE/MW

COORDINAMENTO FREE

- Installazione:

La maggior parte degli impieghi nel settore fotovoltaico è legata alla fase di installazione, che rappresenta l'87% del totale degli occupati nel settore. Il numero di lavoratori impiegati per MW installato dipende dai costi di installazione e manodopera del Paese.

- O&M:

L'occupazione nella gestione e manutenzione degli impianti cresce proporzionalmente alla capacità cumulativa installata, attestandosi attualmente intorno al 7% del totale degli impieghi fotovoltaici.

L'Italia si trova di fronte a un'importante opportunità di crescita nel settore fotovoltaico, con la possibilità di superare i 100.000 occupati entro il 2028. Tuttavia, questa crescita sarà strettamente legata alla continuità delle politiche di supporto, alla capacità di adattare il mercato alle nuove esigenze tecnologiche e di manodopera, e allo sviluppo di una strategia di formazione efficace per garantire la presenza di competenze adeguate lungo tutta la filiera.

Eolico

L'eolico porta benefici in termini economici locali, nazionali ed internazionali, supportando lo sviluppo della manodopera locale, la creazione di posti di lavoro sia dal lato del produttore/investitore sia indirettamente tramite i fornitori. Gli attuali obiettivi energetici al 2030, che dovranno essere aggiornati al rialzo con prospettiva al 2040 e 2050, segnano una importante traiettoria di crescita per il settore sia onshore che offshore, che in termini occupazionali significherà la creazione di 73.000 posti di lavoro distribuiti sul territorio e localizzati principalmente in aree cosiddette "deprese".

Uno studio dell'ANEV si riferisce al reale potenziale occupazionale, con la verifica degli aspetti della crescita prevista del comparto industriale, delle società di sviluppo e di quelle di servizi. In particolare, sono state considerate le ricadute occupazionali dirette e indotte nei seguenti settori. L'analisi del dato conclusivo relativo al potenziale eolico, trasposto in termini occupazionali, indica un potenziale occupazionale al 2030 in caso di realizzazione dei 28.100 MW previsti di 73.000 posti di lavoro complessivi.

Tale dato è divisibile in un terzo di occupati diretti e due terzi di occupati dell'indotto. La metodologia stima ad oggi circa 16.000 unità di lavoratori nel settore eolico in Italia; lo stesso valore è stato ottenuto con un'altra metodologia elaborata da Deloitte¹¹ per conto di Wind Europe, confermando l'accuratezza della stima.

¹¹ <https://www2.deloitte.com/gr/en/pages/energy-and-resources/articles/deloitte-windeurope.html>

COORDINAMENTO FREE



Figura XXIV - Occupati nel settore eolico in Italia: Potenziale al 2030 per regione

	SERVIZI E SVILUPPO	INDUSTRIA	GESTIONE E MANUTENZIONE	TOTALE	DIRETTI	INDIRETTI
PUGLIA	3500	4.271	3.843	11.614	3.843	9.151
CAMPANIA	3.192	1.873	3.573	8.638	3.573	6.392
SICILIA	2.987	1.764	2.049	6.800	2.049	4.572
SARDEGNA	3.241	1.234	2.290	6.765	2290	4.654
MARCHE	987	425	1.263	2.675	1.263	1710
CALABRIA	2.125	740	1.721	4.586	1.721	3.091
UMBRIA	987	321	806	2.114	806	1240
ABRUZZO	1.758	732	1.251	3.741	1.251	2.685
LAZIO	2.487	1.097	1.964	5.548	1.964	2.403
BASILICATA	1.784	874	1.697	4.355	1.697	1.697
MOLISE	1.274	496	1.396	3.166	1.396	1.918
TOSCANA	1.142	349	798	2.289	798	1.585
LIGURIA	500	174	387	1.061	387	709
EMILIA ROMAGNA	367	128	276	771	276	513
ALTRE	300	1.253	324	1.877	324	1.666
OFFSHORE	1.600	3.700	1.700	7.000	1.700	4.650
TOTALE	28.231	19.431	25.338	73.000	25.338	48.636

Figura XXV - Stima al 2030 del numero degli occupati nel settore eolico in Italia per Regione e per tipologia di lavoro



Pompe di calore

Dando per scontato che l'industria basata sulle pompe di calore dell'UE 27 abbia la capacità di ampliare la propria capacità produttiva, risulta essere cruciale la capacità di sostenere la riqualificazione, il miglioramento delle competenze e la crescita della forza lavoro specializzata nell'installazione e manutenzione.

L'organico installatori in Italia è stimato essere composto da circa 139.000 idraulici di cui una quota non precisata è compresa nel bacino dei 73.000 installatori anche qualificati F-Gas. Per adeguare l'offerta alla crescente domanda di tecnici qualificati sarà necessario realizzare investimenti atti a sostenere tre attività cruciali:

a] riqualificare la forza lavoro che oggi si occupa prevalentemente di caldaie. Questi installatori devono essere formati sulle energie rinnovabili secondo la Direttiva UE 2009/28/CE sulle RES. In Italia questo processo è iniziato nel 2013 (decreto legge n.28 03/03/2011). Il programma di formazione consiste in una formazione "iniziale" (una volta nella vita - 80 ore - costo 800,00€) e un "aggiornamento" periodico (ogni 3 anni - 16 ore - 200,00€). Il costo della formazione rappresenta un onere gravoso per queste imprese installatrici, considerando che il 53% di esse ha meno di 9 dipendenti;

b] aggiornare le competenze degli installatori certificati F-Gas (ai sensi del Regolamento UE 517/2014) che devono aggiornare le proprie conoscenze sui refrigeranti per effetto della transizione da quelli A1 (alto GWP ma non infiammabile) a quelli A2L (basso GWP ma leggermente infiammabile) e A3 (naturale, con bassissimo GWP ma altamente infiammabile). La formazione di aggiornamento costa circa 270,00 € (della durata di 8 ore), a fronte di una nuova certificazione che richiede 16 ore e costa circa 700,00 € a persona;

c] formare nuovi installatori da inserire nel settore. Secondo le stime di Assoclimate, per far fronte alla crescente domanda di pompe di calore, entro il 2030 la forza lavoro esistente dovrebbe aumentare di circa 40.000 addetti, con un costo complessivo stimato in circa € 120 milioni complessivi, distribuiti nel periodo 2024-2030.

Stante la struttura delle aziende del settore, non è pensabile che possano finanziare in proprio queste tre attività. È necessario che Amministrazione Centrale e Regioni ricorrano ai finanziamenti europei disponibili.

Il Fondo sociale europeo plus (FSE+) mette a disposizione 5,8 miliardi di EUR (periodo UE27 2021-2027) per sviluppare competenze e posti di lavoro nei settori della "green economy", con particolare attenzione per la riqualificazione e il miglioramento delle competenze degli addetti. I fondi sono accessibili tramite bandi nazionali e regionali nell'ambito dei programmi nazionali e regionali FSE+. Inoltre, il Fondo per una transizione giusta può sostenere la formazione e lo sviluppo delle competenze dei lavoratori per adattarsi alla transizione verde (3 miliardi di euro)



Ulteriori informazioni relative all'UE ed all'Italia possono essere estratte dal rapporto JRC (da pag. 41 a pag 43) disponibile al link:

https://refindustry.com/upload/JRC139377_01.pdf

Biogas e biometano

Come detto, la produzione di biogas e biometano ha avuto un forte sviluppo in Italia, con la realizzazione di circa 2.000 impianti per la produzione di energia elettrica, soprattutto grazie alla possibilità di valorizzare le biomasse di origine agricola quali reflui zootecnici, sottoprodotti e colture di secondo raccolto. I meccanismi di incentivo vigenti nel periodo 2008-2012 hanno favorito la realizzazione di circa 1.200 impianti, con una stima di circa 4 miliardi di investimento.

Inoltre, secondo le stime del GSE relative al periodo 2013-2021, l'ulteriore sviluppo del biogas ha generato investimenti per circa 1 miliardo di euro con la creazione di valore aggiunto per circa 4 miliardi di euro (16% del valore aggiunto di tutte le rinnovabili). Si tenga

In termini occupazionali, il biogas rappresenta una filiera produttiva locale e fortemente inserita nel contesto produttivo territoriale, secondo stime del GSE, il biogas consente l'occupazione di 5-6 unità permanenti per ogni MW installato.

Sempre analizzando le stime del GSE, si ricava che nel 2021 il biogas garantiva 6.300 ULA permanenti dirette ed indirette, più del 18% del totale collegato al settore delle rinnovabili, a cui vanno aggiunti 400 ULA relativi ai soli impianti di biometano che nel 2021 iniziavano a essere implementati con una produzione, all'epoca, di circa 250 milioni Smc/anno.

La proiezione di questi dati in relazione agli scenari e agli obiettivi fissati dal PNIEC al 2030, porta ad ipotizzare un impatto atteso sull'occupazione permanente derivante dalla realizzazione di nuovi impianti di biometano, stimabile in 8.000 ULA.

Idrogeno verde

Uno dei metodi per stimare l'impatto occupazionale dovuto alla diffusione dell'idrogeno prevede l'utilizzo di un modello economico basato su un foglio di calcolo, inizialmente sviluppato per lo studio Guidehouse Gas for Climate. Il modello si basa su una metodologia di input-output standard per l'industria e ricava le stime dell'occupazione come risultato degli investimenti in diverse parti della catena di approvvigionamento dell'idrogeno su una base di un miliardo di euro investito. Gli investimenti che caratterizzano la filiera dell'idrogeno sono suddivisi in investimenti di capitale, costi di gestione e manutenzione, costi di approvvigionamento delle materie prime e i settori economici corrispondenti.

COORDINAMENTO FREE

I risultati occupazionali, dunque, rappresentano il numero medio annuo di posti di lavoro annui legati alla diffusione dell'idrogeno e i relativi investimenti eseguiti.

I posti di lavoro legati alla value chain dell'idrogeno possono essere definiti diretti e indiretti.

Il calcolo dei posti di lavoro diretti viene effettuato su base settoriale. La metodologia impiegata prevede la moltiplicazione del livello di spesa assegnato a ciascun settore per il fattore di occupazione, definito come il numero di posti di lavoro diviso per la spesa totale investita in quel settore. Il fattore occupazione è determinato utilizzando la quota di spesa destinata ai redditi da lavoro dipendente, in particolare ai salari, e il salario medio annuo a livello europeo per il settore.

I posti di lavoro indiretti sono ricavati in modo simile utilizzando le interazioni input-output tra ciascun settore dell'economia. Il concetto di occupazione indiretta può essere delineato come opportunità di lavoro derivanti dalle catene del valore dei settori delineati nelle Figure¹² XXVI, XXVII ed XXVIII di seguito, facilitati dagli investimenti nei progetti di idrogeno verde. Tuttavia, va notato che queste opportunità non costituiscono un output diretto dei progetti stessi.

Per valutare i livelli di impiego relativi allo sviluppo dell'idrogeno è necessario innanzitutto accertare la distribuzione dei costi di investimento tra i vari componenti della filiera dell'idrogeno. Dunque, per definire i trend occupazionali è necessario basarsi su approfondimenti di esperti del settore.

In secondo luogo, è necessario determinare le quote medie di spesa destinate alla retribuzione dei dipendenti. A tal fine, è possibile utilizzare la tabella simmetrica input-output di Eurostat per il 2017 ((Eurostat, 2019)). I salari medi per settore sono ricavati dalle statistiche sul costo del lavoro di Eurostat per l'anno 2018.

È importante notare che, poiché la tabella simmetrica input-output si basa su dati storici, gli input economici sono intrinsecamente retrospettivi e non servono a prevedere in modo affidabile i futuri flussi di denaro tra i settori economici. Nonostante questa limitazione, questa metodologia è ampiamente riconosciuta nelle fonti di letteratura e dalla Commissione europea.

I risultati occupazionali sono riportati nelle figure successive. Per un determinato anno (ad esempio 2030 o 2050), questi risultati devono essere interpretati come il numero di posti di lavoro che verranno creati per ogni miliardo di euro investito nella catena del valore dell'idrogeno in quell'anno.

¹² <https://www.apren.pt/contents/publicationsothers/hydrogen-generation-in-europe.pdf>

COORDINAMENTO FREE

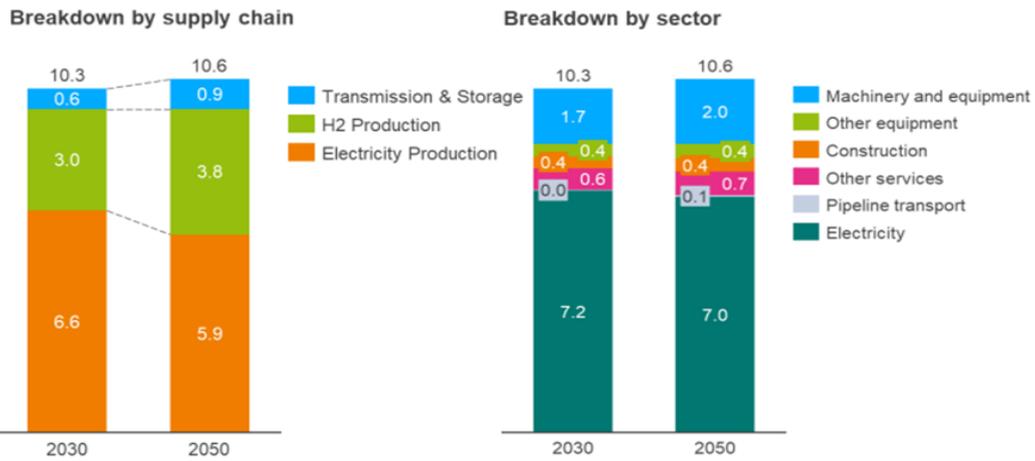


Figura XXVI - Numero di posti di lavoro creati per miliardo di EUR investito, suddivisi per catena di approvvigionamento e per settore

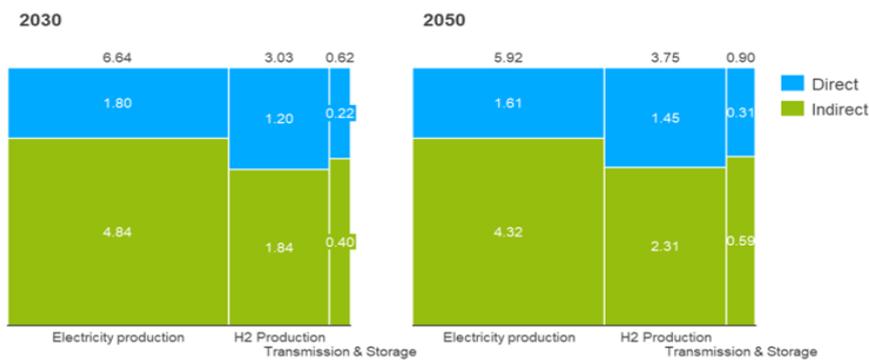


Figura XXVII - Numero di posti di lavoro creati per miliardo di EUR investito, suddivisi per posti di lavoro diretti e indiretti

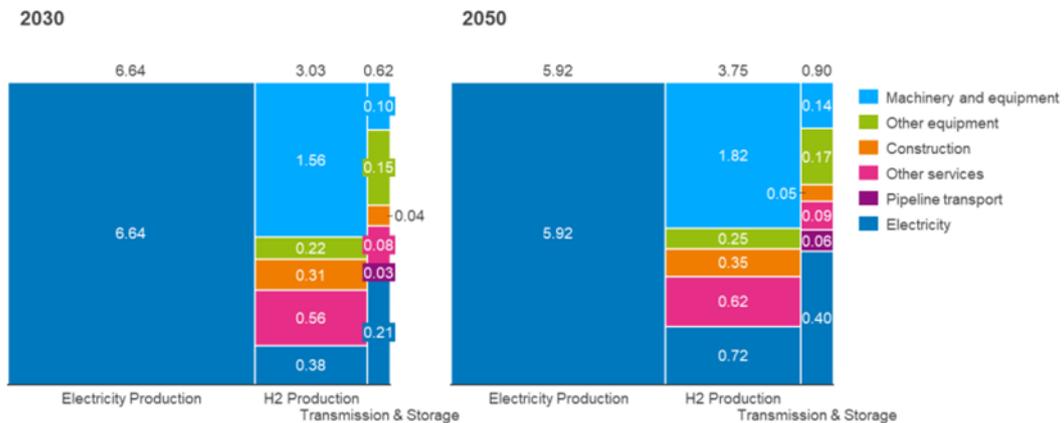


Figura XXVIII - Numero di posti di lavoro creati per miliardo di EUR investito, suddivisi per catena di approvvigionamento e per settore

4. IL PREZZO DELL'ENERGIA

4.1. Situazione europea

Per ben inquadrare la situazione europea, in corsivo di seguito si riportano alcuni estratti del Rapporto Draghi¹³.

“L'Europa deve ridurre i prezzi elevati dell'energia continuando a decarbonizzare e a passare a un'economia circolare. Il panorama energetico è cambiato in modo irreversibile con l'invasione russa dell'Ucraina e la conseguente perdita di gas naturale dai gasdotti. Sebbene i prezzi dell'energia siano notevolmente diminuiti rispetto ai loro picchi avuti nel 2022, le imprese dell'UE devono ancora far fronte a prezzi dell'elettricità 2-3 volte superiori a quelli degli Stati Uniti e a prezzi del gas naturale 4-5 volte più alti.” (si veda figura di seguito).

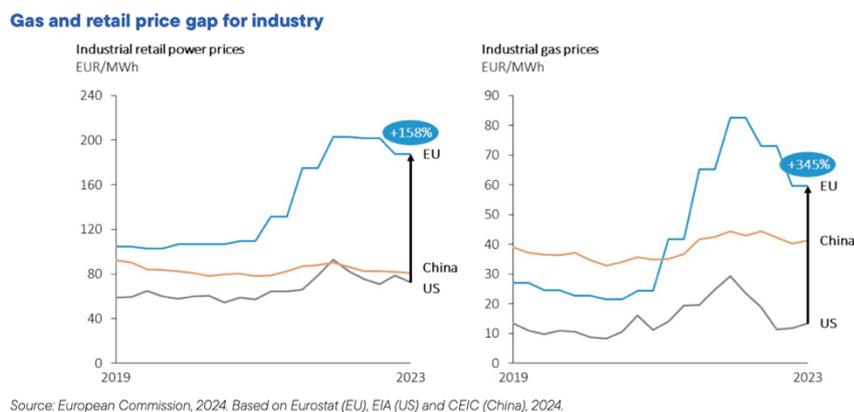


Figura XXIX - Differenziale tra il prezzo del gas e il prezzo al dettaglio per l'industria

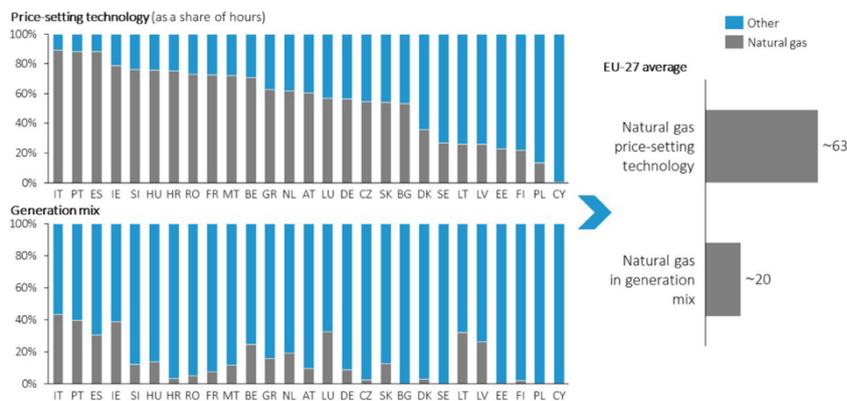
“La decarbonizzazione deve essere vista come un'opportunità per l'Europa, sia per assumere un ruolo di guida nelle nuove tecnologie pulite e nelle soluzioni per l'economia circolare, sia per spostare la produzione di energia verso fonti energetiche pulite sicure e a basso costo, di cui l'UE ha una generosa dotazione naturale.”

Purtroppo, *“anche se l'Europa riduce la sua dipendenza dal gas naturale e aumenta gli investimenti nella generazione di energia pulita, le sue regole di mercato nel settore dell'energia non disaccoppiano completamente il prezzo dell'energia rinnovabile e nucleare dai prezzi più alti e più volatili dei combustibili fossili, impedendo agli utenti finali di cogliere appieno i benefici dell'energia pulita nelle loro bollette.”* Come si può evincere dai grafici di seguito, *“nel 2022, al culmine della crisi energetica, il 63% delle volte il gas naturale ha fissato il prezzo, nonostante rappresentasse solo il 20% del mix elettrico dell'UE.”*

¹³ The Draghi report on EU competitiveness, Settembre 2024

COORDINAMENTO FREE

Price-setting technology per Member State and their generation mix
%, 2022



Source: European Commission (JRC), 2023

Figura XXX - Tecnologia di determinazione dei prezzi per gli Stati membri e il loro mix di generazione

Ora l'Europa non ha produzione propria di gas, se non per quantità modeste, e quindi è costretta ad importarlo dall'estero. Ciò determina variabilità dei prezzi in funzione delle situazioni del mercato internazionale e delle condizioni geopolitiche e quindi impossibilità di previsione dei prezzi a medio e lungo termine. Fluttuazione dei prezzi del gas che, come visto in occasione della crisi ucraina del 2022, possono essere anche rilevantissime, con gravi conseguenze sull'incremento e sulla stabilità dei prezzi dell'energia elettrica.

A tal proposito, confrontando le relazioni annuali di ARERA si scopre che per le importazioni di gas naturale nel 2019 in Italia si sono spesi in totale 12,4 miliardi € mentre nel 2022 questa spesa è salita a 85,4 miliardi €, con una variazione di +73 miliardi €.

A conferma della elevata instabilità dei prezzi, di seguito si riporta un confronto dei prezzi medi annuali dell'energia elettrica in Italia dal 2019 ad oggi proprio per evidenziare la fortissima volatilità dei prezzi:

- 2019 – PUN medio 52 €/MWh
- 2020 – PUN medio 39 €/MWh
- 2021 – PUN medio 125 €/MWh
- 2022 – PUN medio 304 €/MWh
- 2023 – PUN medio 127 €/MWh
- 2024 – PUN medio 108,5 €/MWh

In questo quadro, già di per sé problematico, occorre constatare che l'Italia è il Paese europeo con la maggiore dipendenza dal gas nel mix di generazione elettrica (superiore al 40%) mentre è evidente che più il mix di generazione elettrica è meno dipendente dal gas e minori sono le situazioni per le quali è il gas (usato nei cicli combinati) a dettare il valore di riferimento del prezzo marginale. Nei casi in cui è il gas che influenza frequentemente il prezzo marginale, come anche evidenziato dal rapporto Draghi, si assiste ad una situazione nella quale il prezzo dell'energia elettrica è notevolmente influenzato dalle fluttuazioni del prezzo del gas.

COORDINAMENTO FREE

Oggi, a livello europeo, il gas ha una minore influenza sui prezzi medi espressi dal mercato in quei paesi dove la dipendenza dal gas è inferiore rispetto a quella italiana. In aggiunta, non sono rare le situazioni in cui, per effetto di abbondanza di produzione da eolico e/o da fotovoltaico, in molti Paesi europei si assiste a situazioni di prezzi orari molto bassi e persino negativi, a dimostrazione che la penetrazione delle rinnovabili determina un abbassamento medio del prezzo dell'energia elettrica. A riprova dell'effetto delle rinnovabili sul prezzo dell'energia elettrica, da un monitoraggio effettuato sui prezzi zionali italiani nel periodo primavera-estate di quest'anno, da maggio a settembre ci sono stati 5 mesi in cui mediamente si è avuto oltre il 50% di contributo da FER e ci sono state più di 100 ore a prezzo zero e circa 1.000 ore con prezzi zionali inferiori a 65 €/MWh (come esempio si veda la figura di seguito che riporta il prezzo orario in Sardegna del 13 settembre 2024).



Figura XXXI - Prezzo orario in Sardegna del 13 settembre 2024

Se ne desume che le strategie di stabilizzazione e riduzione dei prezzi dell'energia elettrica devono puntare alla drastica riduzione della dipendenza dal gas nel mix energetico.

4.2. Situazione Italia

Come illustrato in precedenza, il fattore che maggiormente determina in Italia prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica più elevati di quelli nei paesi europei con cui ci confrontiamo (in primis Francia, Germania e Spagna) è il costo marginale dei cicli combinati (alimentati dal gas naturale) superiore a quello delle centrali nucleari (Francia) o a quello di Spagna e Germania che hanno raggiunto un livello di rinnovabili maggiore del 60% nel mix energetico.

Un divario nel peso delle rinnovabili rispetto a Spagna e Germania che è molto consistente, visto che i dati forniti da Terna dicano che nel 2023 la produzione elettrica da fonti rinnovabili ha coperto in Italia soltanto il 43,8% della domanda elettrica¹ e nel 2024, pur stabilendo un nuovo record annuale, ha solo sfiorato il 50%: 49,2%. Circa il 10% in meno rispetto a Spagna e Germania.

COORDINAMENTO FREE

Un differenziale in grado di modificare i prezzi dell'energia, infatti, come conferma un recente rapporto del Banco de España¹⁴ ("The impact of renewable energies on wholesale electricity prices"), la penetrazione delle rinnovabili in Spagna ha raggiunto un livello tale da determinare prezzi sul Mercato del Giorno Prima per un numero di ore sufficiente a ridurre per più del 40% quello sul mercato all'ingrosso rispetto al valore che avrebbe raggiunto se la generazione eolica e solare fosse stata la stessa del 2019¹⁵. Questo perché nel primo semestre del 2024 in Spagna le rinnovabili hanno coperto quasi il 60% della domanda elettrica, un differenziale in grado di modificare le regole del gioco.

A riprova di ciò, se si confrontano i prezzi medi spagnoli e quelli italiani dell'ultimo anno si può evincere che quelli spagnoli sono stati di circa il 40% più bassi.

Anche in Germania¹⁶, dove, nel primo semestre del 2024, la quota di energia rinnovabile ha coperto il 61,5% della produzione elettrica, si assiste negli ultimi anni mediamente a prezzi dell'energia elettrica di almeno il 30% più bassi di quelli italiani.

E' evidente quindi che la migliore strategia di abbassamento dei prezzi dell'energia elettrica per l'Italia dovrebbe essere quella di accelerare sulla transizione energetica e raggiungere il prima possibile un elevato livello di penetrazione delle rinnovabili.

A queste considerazioni si può aggiungere che il MASE ha pubblicato il Decreto che introduce i nuovi prezzi elettrici zionali al posto del PUN da gennaio 2025, come previsto dall'art. 13 del decreto legislativo 210/21 poi modificato dal dl Energia 181/23 (art. 19). Si tratta di una norma che progressivamente comporterà maggiori vantaggi per le Regioni e Aree di Mercato che prima delle altre avranno raggiunto un elevato livello di rinnovabili.

La strada però è già tracciata, e ci ha pensato, tra gli altri, una analisi di RSE (maggio 2024)¹⁷ a delineare cosa accadrà col progressivo superamento del PUN.

Sono tre gli scenari al 2030, in cui vengono simulati diversi criteri di ripartizione delle future installazioni di impianti rinnovabili, in base alla distribuzione zonale e alla ripartizione tra installazione di fotovoltaico tra tetto e terra (con gli impianti utility scale decisamente più economici). «Dalle simulazioni si evince che lo scenario con una maggiore penetrazione di fotovoltaico al sud e a terra, potrebbe portare a maggiori differenziali di prezzo tra le zone (circa 25 €/MWh di differenziale tra Nord e Sud). Le zone al sud, vedendo una maggiore penetrazione di rinnovabili, registrerebbero un prezzo minore rispetto alle altre zone al nord in tutti gli scenari».

Come già spiegato dall'Arera, e ancor prima dall'Agenzia internazionale per l'energia (IEA), la strada maestra per far scendere le bollette è dunque accelerare la transizione ecologica per far spazio alle installazioni d'impianti rinnovabili.

¹⁴ Banco de España (2024), *The impact of renewable energies on wholesale electricity prices*, 4.settembre

¹⁵ Fraunhofer Institut for Energy (2024), *German Net Power Generation in First Half of 2024: Record Generation of Green Power, Generation from Fossil Fuels Continues Decline*, www.ise.fraunhofer.de/en/press-media/press-releases/2024/german-net-power-generation-in-first-half-2024-record-gene

¹⁶ Bundesnetzagentur (2024), *Electricity market in the second quarter of 2024*, www.smard.de/page/en/topic-article/5892/213898

¹⁷ https://www.rse-web.it/wp-content/uploads/2024/05/07_SuperamentoPUN.pdf

COORDINAMENTO FREE

Scenario A
Distribuzione PV più equilibrata tra tetto/terra e nord/sud: per il fotovoltaico, si ipotizza una ripartizione del nuovo installato tra impianti su tetto e impianti utility scale installati a terra pari al 45% / 55%, in modo da raggiungere al 2030 una ripartizione tetto / terra del 50% / 50%

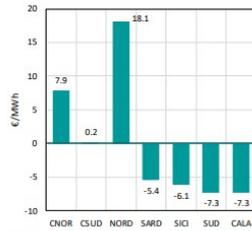


Figura 7. Differenza tra prezzo zonale e prezzo medio italiano nello scenario 2030-B.

Scenario C
Distribuzione PV prevalentemente a terra, ma più equilibrata nord/sud: è analogo allo scenario A come distribuzione territoriale e allo scenario B come ripartizione tetto / terra.

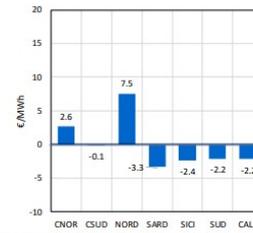


Figura 6. Differenza tra prezzo zonale e prezzo medio italiano nello scenario 2030-A.

Scenario B
Distribuzione PV prevalentemente a terra e al sud: basata sulle richieste di connessione di eolico e FV, che vede una preponderanza del nuovo installato di impianti FV utility scale installati a terra (19% tetto / 81% terra) nel sud e nelle isole; in questo scenario la ripartizione tetto-terra al 2030 a livello nazionale è pari al 31% / 69%.



Figura 8. Differenza tra prezzo zonale e prezzo medio italiano nello scenario 2030-C.

Figura XXXII - Confronto tra prezzo zonale e prezzo medio italiano per tre differenti scenari al 2030

5. I COSTI DELL'ENERGIA FOSSILE

I cambiamenti climatici attesi vengono valutati confrontando le proiezioni climatiche future con un periodo di riferimento recente, utilizzando modelli che stimano l'evoluzione delle concentrazioni di gas serra in base a politiche di mitigazione o alla loro assenza. Nel report del Centro Euro mediterraneo¹⁸, le simulazioni EURO-CORDEX prevedono per l'Italia un aumento della temperatura media annuale fino a circa 1°C nello scenario a basse emissioni (RCP2.6) e fino a circa 5°C nello scenario ad alte emissioni (RCP8.5) entro il 2100. Gli RCP (Representative Concentration Pathways) sono scenari standardizzati utilizzati per modellare l'evoluzione del clima futuro, basati su diversi livelli di concentrazioni di gas serra e politiche di mitigazione. I numeri associati agli RCP rappresentano il forzante radiativo netto (misurato in watt per metro quadrato, W/m^2) che si prevede raggiungere alla fine del secolo. Ad esempio, RCP2.6 implica un aumento limitato a $2,6 W/m^2$ grazie a politiche di mitigazione aggressive, mentre RCP8.5 rappresenta uno scenario senza interventi di mitigazione, con un aumento di $8,5 W/m^2$. Lo scenario RCP8.5, definito "Business-as-usual", presuppone concentrazioni atmosferiche di CO₂ tra 840 e 1120 ppm, mentre lo scenario RCP2.6, con misure di mitigazione aggressive, punta a mantenere l'aumento della temperatura globale sotto i 2°C rispetto ai livelli preindustriali, con emissioni dimezzate entro il 2050.

Le proiezioni indicano aumenti di temperatura distribuiti su tutto il territorio nazionale, con differenze stagionali. Nel periodo 2021-2050, lo scenario RCP8.5 prevede incrementi primaverili tra 1°C e 1,5°C nel Centro e Sud Italia, mentre lo scenario RCP4.5 prevede valori tra 0,5°C e 1°C. In estate, il RCP8.5 stima variazioni tra 1,5°C e 2°C nelle stesse aree, valori più contenuti nello scenario RCP4.5. La regione alpina potrebbe subire i maggiori incrementi nello scenario RCP8.5, ma le proiezioni sono caratterizzate da incertezze dovute alla complessità dei fenomeni atmosferici locali. Nuovi modelli ad alta risoluzione (circa 2 km) in sviluppo puntano a ridurre tali incertezze, migliorando la comprensione delle dinamiche climatiche in aree complesse.

Le simulazioni con il modello COSMO-CLM confermano i risultati di EURO-CORDEX. Per Nord, Centro e Sud Italia, si prevede un riscaldamento medio di 3,2°C nello scenario RCP4.5 e 6,3°C nello scenario RCP8.5 entro il 2100, con aumenti più pronunciati in estate e un impatto crescente senza interventi di mitigazione.

¹⁸ Centro Euro-Mediterraneo sui Cambiamenti Climatici, Analisi del rischio – i cambiamenti climatici in Italia, 2024

COORDINAMENTO FREE

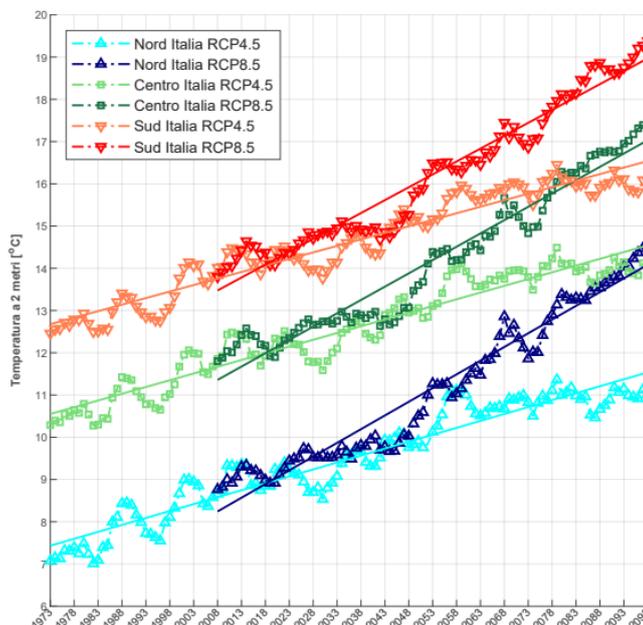


Figura XXXIII - Proiezioni della temperatura media dalla simulazione climatica eseguita con COSMO-CLM sull'Italia con gli scenari RCP4.5 e RCP8.5 (Bucchignani et al., 2016)

Le variazioni delle precipitazioni annuali in Italia evidenziano la necessità di strategie climatiche differenziate e strumenti adeguati per catturare la complessità territoriale. Le proiezioni mostrano variazioni complessive limitate su scala nazionale: nello scenario RCP2.6 si prevede un aumento medio di 96 mm in 100 anni, mentre nello scenario RCP8.5 si registra una diminuzione di 54 mm nello stesso periodo. Questo risultato riflette un effetto di compensazione tra regioni con variazioni opposte.

Le proiezioni stagionali per il periodo 2021-2050, rispetto al riferimento 1981-2010, mostrano che nello scenario RCP4.5 l'inverno registra un aumento delle precipitazioni sulle Alpi e una riduzione su Sicilia, Puglia e Sardegna, mentre l'estate vede una diminuzione generalizzata su Italia centrale e meridionale. Lo scenario RCP8.5 prevede un aumento delle precipitazioni al Nord (escluse Liguria e basso Piemonte) e una diminuzione al Sud, specie in estate. In autunno, il lieve aumento al Sud è dovuto a valori di partenza molto bassi.

Sul lungo termine (2071-2100), nello scenario RCP4.5 si attende un lieve aumento invernale delle precipitazioni sulle Alpi orientali e una significativa riduzione estiva nel Nord e primaverile al Centro-Sud. Lo scenario RCP8.5 indica un aumento invernale al Nord e Centro (più marcato in Liguria) e una forte diminuzione estiva, specialmente nelle Alpi. In generale, si proietta una riduzione significativa delle precipitazioni primaverili in Italia, particolarmente nelle zone montane, mentre l'autunno registra cali minimi, limitati agli Appennini.

In generale, per l'intera area italiana, è proiettata una significativa riduzione delle precipitazioni in primavera, specialmente nelle zone di alta montagna, mentre in autunno solo gli Appennini sono interessati da una riduzione delle precipitazioni. Tali variazioni sono attribuite ai modelli

di cambiamento della circolazione anticiclonica che interessano l'intera regione del Mediterraneo.

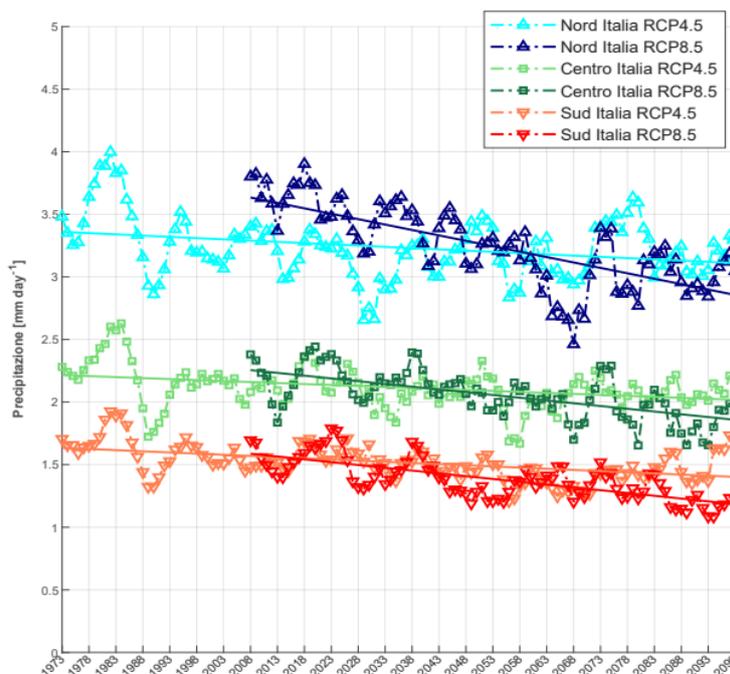


Figura XXXIV - Proiezioni della precipitazione media dalla simulazione climatica eseguita con COSMO-CLM sull'Italia con gli scenari RCP4.5 e RCP8.5 (Bucchignani et al., 2016)

A riprova della previsione di diminuzione considerevole delle precipitazioni, soprattutto per il Sud Italia, da uno studio del 2024 “*Climate change key driver of extreme drought in water scarce Sicily and Sardinia*”, condotto da 9 ricercatori, tra cui scienziati di università e agenzie meteorologiche di Italia, Svezia, Stati Uniti, Regno Unito e Paesi Bassi emerge come il cambiamento climatico abbia aumentato la probabilità che le regioni del Sud del Mediterraneo soffrano a breve di una pericolosa siccità, con gravi conseguenze per l’approvvigionamento idrico e per la sopravvivenza delle colture. Lo studio analizza la forte siccità sofferta da Sicilia e Sardegna tra gli anni 2023 e 2024 e prevede che tali fenomeni vadano ad incrementarsi in intensità e frequenza senza una drastica riduzione delle emissioni di CO₂.

Effetti sulla salute dell’inquinamento ambientale derivante da emissioni di combustibili fossili

Un recente report della European Environment Agency del 2022 “*Air quality in Europe 2022*” stima che le morti premature nella UE da polveri sottili, derivanti prevalentemente dal riscaldamento delle abitazioni e dalla mobilità con combustibili fossili, siano state circa 240.000 mentre ammontano in totale a circa 175.000 anni quelli vissuti da cittadini europei con disabilità per malattie polmonari croniche.

COORDINAMENTO FREE

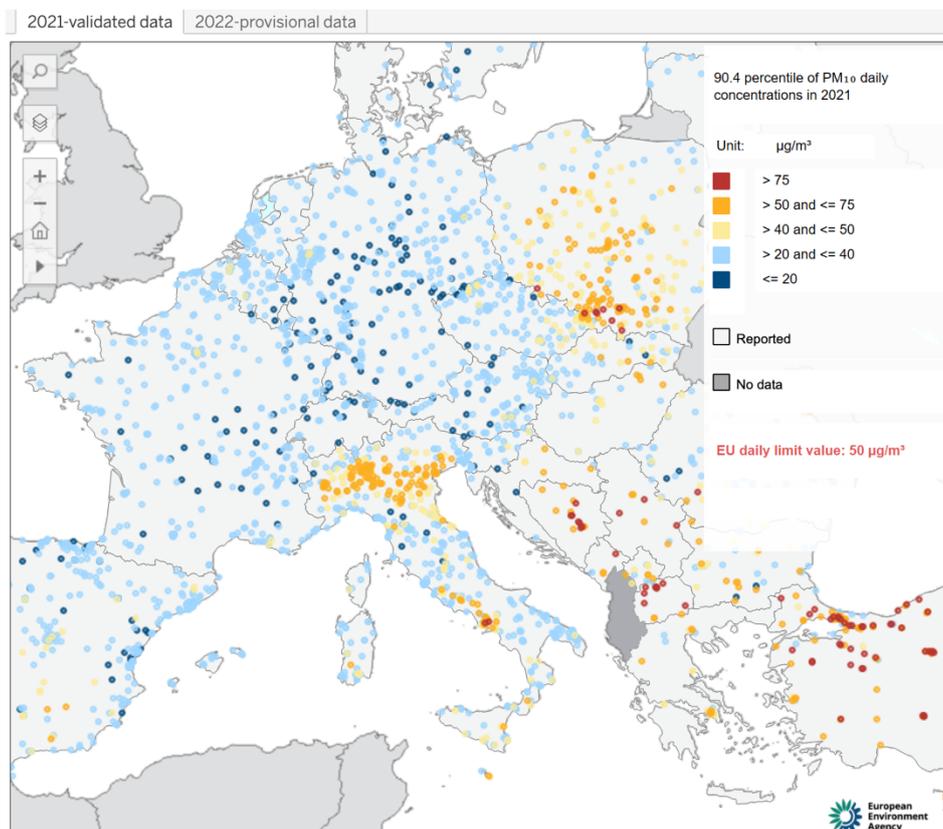


Figura XXXV - Concentrazioni di PM10 nel 2021 e nel 2022 in relazione al valore limite giornaliero dell'UE - Stato della qualità dell'aria in Europa 2023

Dal report di GreenPeace Italia “Quanto costa all’Italia la Crisi Climatica?” del 2024 si evidenzia che dal 2013 al 2020, le Regioni italiane hanno registrato 22,6 miliardi di euro di danni economici legati ad eventi meteo-idrogeologici, con una media annua di circa 2,8 miliardi di euro. La Regione più colpita è stata l’Emilia-Romagna, che da sola ha totalizzato 2,5 miliardi di euro di danni (11,1% del totale). Veneto, Campania, Toscana e Liguria seguono tra le Regioni più danneggiate, mentre la Valle d’Aosta ha registrato il minimo, con soli 22 milioni di euro. Tuttavia, i fondi destinati al risanamento risultano ampiamente insufficienti: dal 2013 al 2020 il governo italiano ha stanziato solo 2,3 miliardi di euro, coprendo appena il 10% dei danni. Anche sommando i 561 milioni di euro provenienti dal Fondo di Solidarietà Europeo, il totale di 2,8 miliardi copre una minima parte delle perdite. La Valle d’Aosta è l’unica Regione ad avvicinarsi al 50% di risanamento grazie ai fondi statali (49%), mentre Regioni come Lombardia (17%), Toscana (8%), Calabria (6%), Lazio (5%) e Campania (4%) presentano percentuali molto più basse.

Per quanto riguarda la prevenzione, dal 2013 al 2023 il Ministero dell’Ambiente ha investito complessivamente 9,2 miliardi di euro per interventi di mitigazione di frane e alluvioni. Nel periodo 2013-2020, i fondi per la prevenzione ammontano a 4,5 miliardi, pari al 20% dei danni

COORDINAMENTO FREE

registrati nello stesso arco temporale. Anche sommando gli investimenti in prevenzione e riparazione dei danni, il totale di 7,3 miliardi di euro copre solo il 32% delle perdite economiche causate dagli eventi estremi. Durante questo periodo, sono stati avviati 12.046 progetti di prevenzione in tutta Italia. Le Regioni con più interventi sono Piemonte (1.185 progetti, pari al 9,8% del totale), Calabria (1.152 progetti, 9,6%) e Lombardia (1.086 progetti, 9%), seguite da Veneto e Sicilia con circa il 7% ciascuna. Tuttavia, i tempi di attuazione di questi interventi rimangono lunghi: la durata media di completamento è di circa 4,5 anni, con numerosi progetti che superano questa soglia.

Sul fronte delle misure straordinarie, il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) ha stanziato 2,4 miliardi di euro per la gestione del rischio idrogeologico, ma solo il 13,4% di questi fondi è stato finora utilizzato, evidenziando significativi ritardi nell'attuazione. Parallelamente, il Piano Nazionale di Adattamento ai Cambiamenti Climatici (PNACC), pubblicato con sei anni di ritardo, non prevede un piano di investimenti dettagliato, ma si limita a un elenco di azioni proposte, prive di stime sui costi. Questo contesto evidenzia l'urgenza di una strategia più efficace e integrata per affrontare l'emergenza climatica in Italia.