

Renewable Energy Report 2019

Il Renewable Energy Report 2019 si trova a fotografare un momento molto particolare del comparto delle rinnovabili nel nostro Paese: l'attesa della nuova "corsa alle installazioni". Non certo quella, pur stimata all'interno del Rapporto, dovuta al nuovo (e a lungo "in preparazione") Decreto FER; quanto soprattutto quella che il PNIEC (Piano Nazionale Integrato Energia e Clima) fissa come obiettivo per l'Italia entro il 2030.

Oggi – volendo usare una metafora – ci si trova come di fronte all'osservazione degli atleti che si preparano per una "maratona" (lunga oltre 10 anni a dire il vero) e che dovrebbe portare il nostro Paese ad installare circa 40 GW di nuova potenza da rinnovabili.

Gli atleti, a differenza di quanto era accaduto in passato, quando la corsa era "aiutata" (per usare un termine *politically correct*) dal sistema di incentivazione, sono molto più maturi e professionali, hanno una "corporatura" (fuor di metafora una configurazione industriale) molto più robusta ed ovviamente hanno alle spalle maggiore esperienza. Forse proprio per questo, accanto al sicuro entusiasmo e all'emozione per la partenza della nuova "maratona", scontano tutti i dubbi e le incertezze di chi vede il percorso molto più tortuoso e ricco di ostacoli di quanto non abbia fatto il pianificatore (fuor di metafora l'estensore del PNIEC).

L'"allenamento" dell'ultimo anno, di cui si dà conto nella prima parte del Rapporto, infatti, è stato decisamente "leggero" ed i rischi del "cambio di passo" sono quindi ancora maggiori. A questi rischi e alle "proposte" di miglioramento del "percorso" della "maratona" delle rinnovabili è dedicata la gran parte di questo Rapporto. Al "pianificatore" il compito di raccogliere questi stimoli per assicurare che la gara si compia davvero e che, soprattutto, si possa giungere tutti insieme al traguardo.

In questo *summary*, uscendo definitivamente dalla metafora iniziale, sono riportati i principali contenuti del Renewable Energy Report 2019, che tuttavia per essere compreso appieno nella sua complessità deve davvero essere letto per esteso. Interpreti quindi il lettore, questa sintesi, come una guida alla lettura. Il Rapporto, poi include il contributo del GSE sullo "stato del fotovoltaico di media e grande taglia in Italia": un contributo lucido ed ovviamente informato (dimostrando una grande capacità di elaborazione e lettura della mole di dati che GSE raccoglie) sulle potenzialità "inespresse" del nostro parco installato. Un ulteriore spunto su cui riflettere.

L'anno 2018: l'ultimo prima della "ripartenza"?

La nuova potenza installata nel corso del 2018 è stata di circa 1.162 MW, oltre **250 MW superiore** a quella installata nello stesso periodo del 2017 (+28%). Una crescita che si è legata molto al comparto eolico, soprattutto nell'ultimo trimestre dell'anno. Complessivamente **la potenza installata da rinnovabili supera i 54 GW (37 GW se si esclude l'idroelettrico "storico" già installato nel nostro Paese prima degli anni '00)**, ossia circa il **45% del parco di generazione italiano** (pari a circa 118 GW e che non ha visto nel corso dell'ultimo anno nessun incremento di potenza connesso a produzione da fonte tradizionale).

I 1.162 MW di potenza installata nel 2018 sono così suddivisi tra le diverse fonti: è l'**eolico** nel 2018 a guidare la classifica delle installazioni con **511 MW**, superando il **fotovoltaico** che, con **437 MW**, perde la «leadership» dopo anni. Seguono idroelettrico con **140 MW** mentre sono le biomasse con soli **74 MW** a chiudere la classifica.

Il PNIEC: gli obiettivi e le sfide per il futuro delle rinnovabili in Italia

Pubblicato dal MISE a Dicembre 2018 e inviato alla Commissione Europea, il **Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC)** è il **documento che determina le strategie dell'Italia per il periodo 2021-2030 in merito a decarbonizzazione, efficienza energetica, autoconsumo e generazione distribuita, sicurezza energetica ed elettrificazione dei consumi.**

Attualmente non è ancora disponibile la versione definitiva del documento, rimasto disponibile per la consultazione pubblica fino al 5 maggio; l'analisi è pertanto basata sul documento ad oggi disponibile.

Costituisce, di fatto, un **aggiornamento rispetto a quanto previsto nella Strategia Energetica Nazionale**, pubblicata a fine 2017, anche a causa dei cambiamenti introdotti in merito alla quota di consumi da fonti rinnovabili nei Paesi membri dell'Unione Europea. **Rispetto a questa è però vincolante, e quindi, una volta definitivo, non si potrà deviare dal percorso tracciato.**

Si presentano qui i dati maggiormente importanti relativamente alle **energie rinnovabili**, lasciando ai rapporti di ricerca successivi l'analisi degli obiettivi per gli altri comparti (efficienza energetica, sicurezza energetica, mercato dell'energia, ..).

Settore		Contributo
 Generazione elettrica		55,4%
 Termico		33,0%
 Trasporti		21,6%

Out of scope

Gli obiettivi di potenza installata per le diverse fonti rinnovabili al 2025 e al 2030 sono decisamente sfidanti. Si può vedere chiaramente come si punti fortemente su **eolico (quasi il doppio rispetto al 2017)** e soprattutto **fotovoltaico (2,5 volte l'installato attuale)**. Questo comporta un **aumento complessivo della potenza da fonti rinnovabili installata pari al 75%**. Praticamente **invariata la potenza idroelettrica (+ 2%)**, quella **geotermica (+ 17%, ma su un contingente molto ridotto)** e **da biomassa, l'unica in calo (- 9%)**.

Fonte	Potenza complessiva installata per fonte [MW]			
	2017	2025	2030	
Idrica	18.863	19.140	19.200	+ 2%
Geotermica	813	919	950	+ 17%
Eolica	9.766	15.690	18.400	+ 88%
<i>di cui off-shore</i>	0	300	900	
Bioenergie	4.135	3.570	3.764	- 9%
Solare	19.682	26.840	50.880	+ 158%
<i>di cui CSP</i>	0	250	880	
Totale	53.259	66.169	93.194	+ 75%

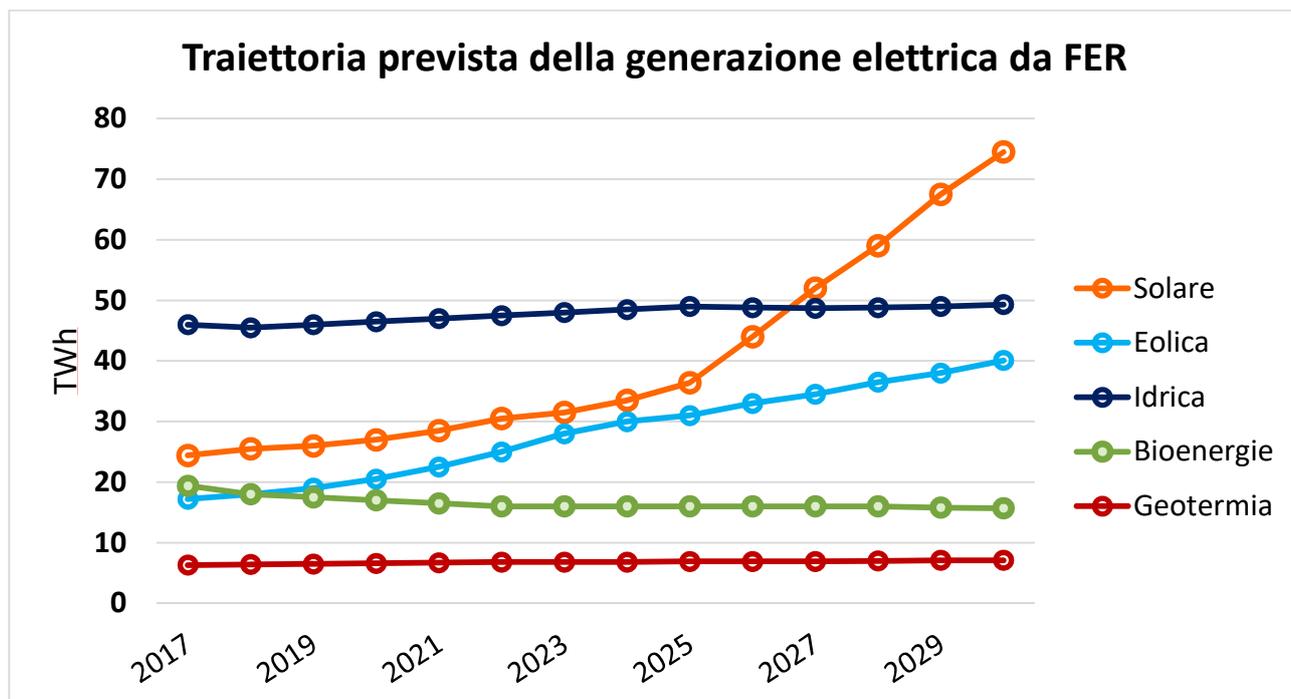
Per quanto riguarda la generazione elettrica si prevede che questa aumenti del 65% rispetto ad oggi, arrivando a coprire oltre il 55% dei consumi nazionali (stimati in 337 TWh al 2030). È interessante notare come sia per l'eolico che per il fotovoltaico si preveda un aumento maggiore della generazione rispetto alla potenza installata.

Energia complessiva generata per fonte [TWh]				
Fonte	2017	2025	2030	
Idrica*	46,0	49,0	49,3	+ 7%
Geotermica	6,2	6,9	7,1	+ 15%
Eolica*	17,2	31,0	40,1	+ 133%
Bioenergie	19,3	16,0	15,7	- 19%
Solare	24,4	36,4	74,5	+ 205%
Totale	113,1	139,3	186,8	+ 65%

*Il valore di produzione 2017 è «normalizzato».

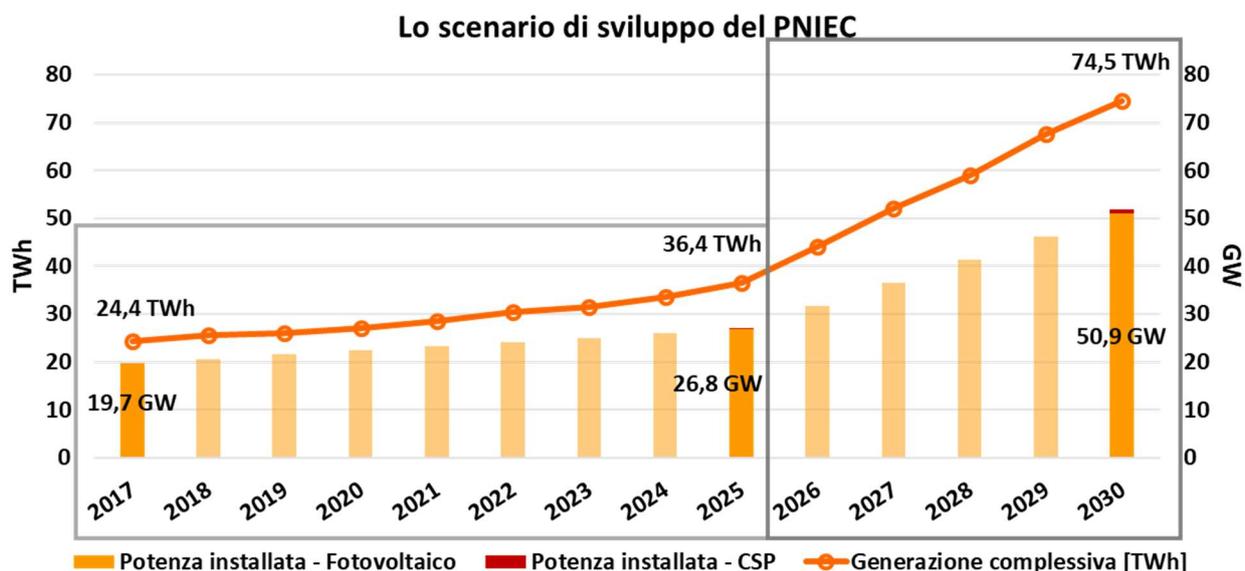
All'interno del Rapporto si è "tradotto" il PNIEC in uno scenario puntuale di sviluppo delle installazioni per le fonti fotovoltaico ed eolico. Questo scenario, risultato di una semplice operazione di *reverse engineering*, è divenuto poi la base per le successive elaborazioni.

Il grafico mostra l'andamento atteso della generazione di energia elettrica da fonte rinnovabile secondo le stime contenute nel PNIEC:



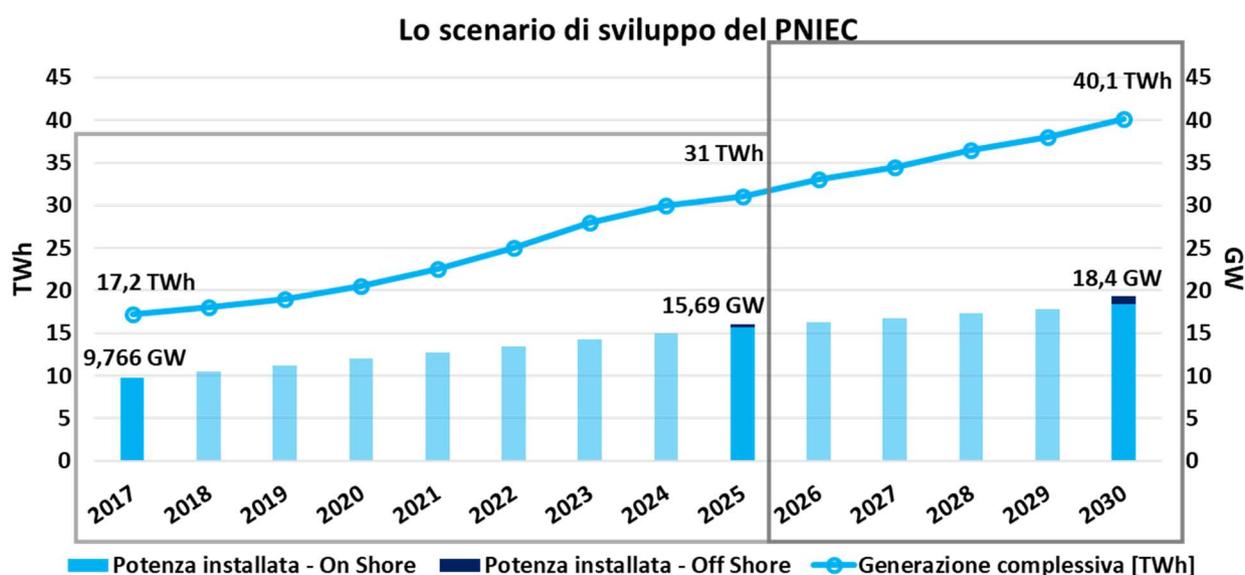
Per la generazione da fonte solare viene previsto un tasso medio annuo di crescita, nel medio termine, pari a **+1,5 TWh/anno**, accompagnato da circa **900 MW di nuove installazioni ogni anno**.

Ancor più accentuato è l'incremento previsto tra il 2025 e il 2030: il tasso medio di annuo di crescita delle installazioni dovrà essere pari a +4,8 GW/anno, mentre la generazione dovrà crescere, in media, di **7,6 TWh/anno** nel lungo termine.



Per l'eolico è prevista un deciso incremento sin dai primi anni: **il tasso medio annuo di crescita dell'energia prodotta nel periodo 2019-2025 è pari a +1,7 TWh/anno**, accompagnato da un **aumento medio della potenza installata pari a +740 MW/anno**.

Nel secondo periodo è prevista una crescita di **+560 MW/anno per la potenza installata e +1,8 TWh/anno per la generazione**.



Si tratta di obiettivi particolarmente ambiziosi, il cui conseguimento è però necessario affinché si raggiunga il deciso taglio delle emissioni di gas climalteranti stabilito a livello internazionale.

Le principali **misure indicate all'interno del Piano** per favorirne il raggiungimento sono:

- Incoraggiare l'installazione di impianti di piccola taglia tramite **quote minime di fonti rinnovabili nei nuovi edifici**, con possibile estensione anche su quelli già esistenti;
- Favorire l'**autoconsumo** tramite l'evoluzione del meccanismo dello scambio sul posto;
- Favorire l'incremento della capacità installata di grande taglia tramite incentivi basati su **contratti per differenza «a due vie» a seguito di gare competitive** e la diffusione dei **contratti a lungo termine (PPA)**;
- Incoraggiare la salvaguardia e il potenziamento degli impianti esistenti favorendo il **repowering** e il **revamping**;
- **Semplificare le procedure**, in particolare per le valutazioni di tipo ambientali;
- Condividere l'obiettivo nazionale, espresso in quote sui consumi, attraverso una ripartizione dello stesso fra le regioni (**burden sharing regionale**).

Il PNIEC: l'analisi critica della fattibilità

Il capitolo introduttivo del Rapporto si conclude con una **descrizione «numerica» degli scenari di sviluppo delle rinnovabili sostanzialmente desumibili dalla programmazione nazionale presente nel PNIEC.**

Da lì in avanti, il Rapporto si concentra – per rilevanza rispetto allo stesso PNIEC – su **fotovoltaico ed eolico**, e analizza, basandosi da un lato su una **serie di simulazioni numeriche condotte da Energy & Strategy** e dall'altro lato sul **lungo ed articolato dibattito avuto con gli operatori del settore** (durante l'indagine empirica e nei «tavoli di lavoro» con i partner), **l'evoluzione attesa in assenza di strumenti normativi e regolatori addizionali rispetto a quanto oggi indicato nel PNIEC.**

In buona sostanza **si tratta di uno scenario che potremmo definire «inerziale»** e che viene ulteriormente declinato in **due sotto-scenari**, uno in cui **non si prevede un apporto significativo**, sia in termini di generazione che in termini di potenza, **delle attività di manutenzione, revamping e repowering** e un altro in cui invece **verrà considerato questo effetto su parte del parco installato.**

È opportuno premettere che il quadro che emerge non è positivo, con lo scenario «inerziale» che certo si discosta in maniera significativa dagli obiettivi del PNIEC. Non si tratta, tuttavia di una bocciatura, anzi gli operatori del settore sono convinti che l'Italia abbia tutte le potenzialità per installare la potenza necessaria per raggiungere gli obiettivi del PNIEC.

Pur tuttavia, il raggiungimento di quegli obiettivi necessita di provvedimenti normativi e regolatori di accompagnamento che siano coerenti con il PNIEC e che affrontino due dei principali problemi dello scenario «inerziale»:

- **la sostenibilità economica degli investimenti, tenendo in debito conto anche la rischiosità, ad esempio legata all'andamento dei prezzi**
- **la disponibilità di suolo, necessaria a garantire la installabilità della potenza prevista dal PNIEC.**

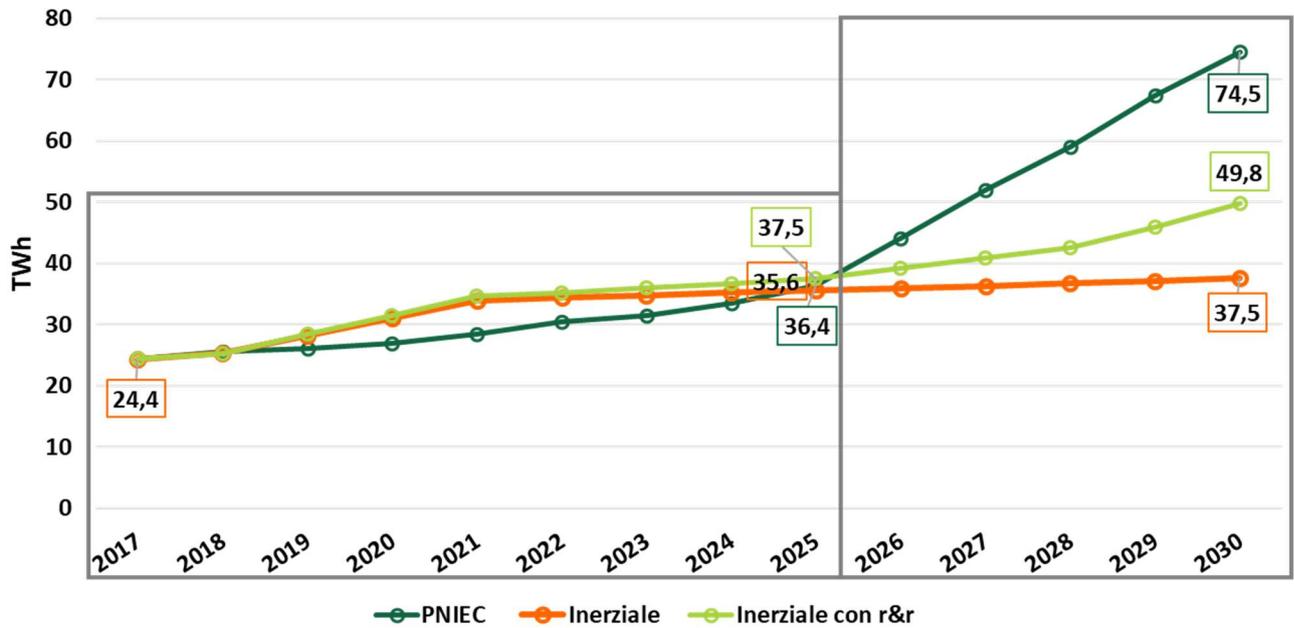
Fotovoltaico:

Gli scenari considerati portano, al termine del «medio termine» (nel 2025), ad una **produzione in linea con quella prevista dal PNIEC**, ed anzi superiore di circa 2 TWh nel caso di maggior attenzione verso la gestione

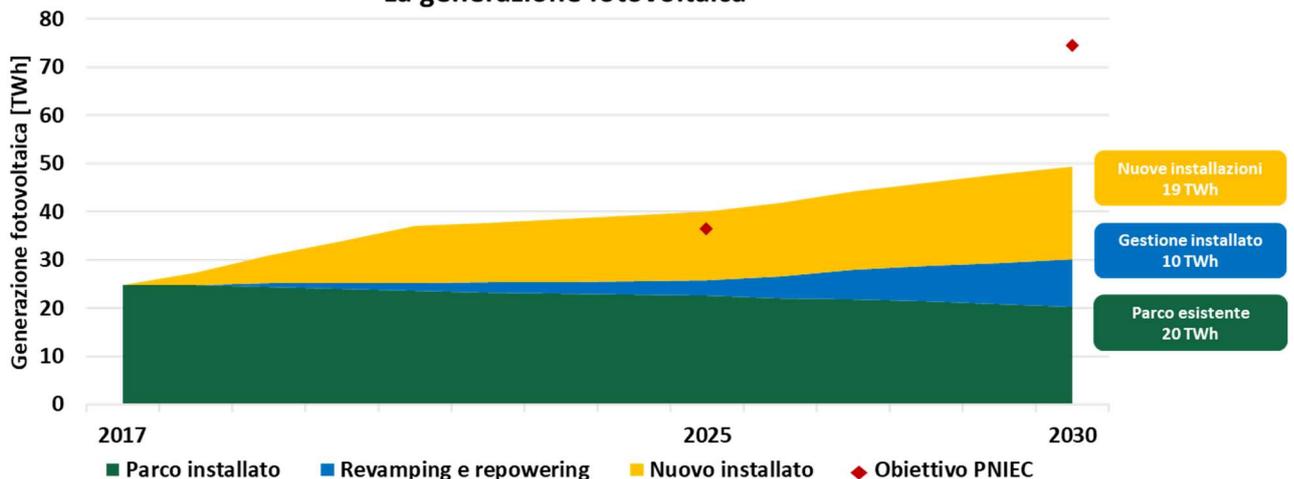
degli impianti installati (ipotizzando che manutenzione, *revamping* e *repowering* vengano effettuati sul 25% degli impianti).

Nel lungo termine si può vedere come emerge una **forte differenza tra gli scenari di sviluppo previsti dal PNIEC e quelli «inerziali»**, che si fermano, nel migliore dei casi, a 50 TWh, ben 25 TWh in meno di quanto ipotizzato al 2030.

Lo scenario di sviluppo «inerziale»



La generazione fotovoltaica



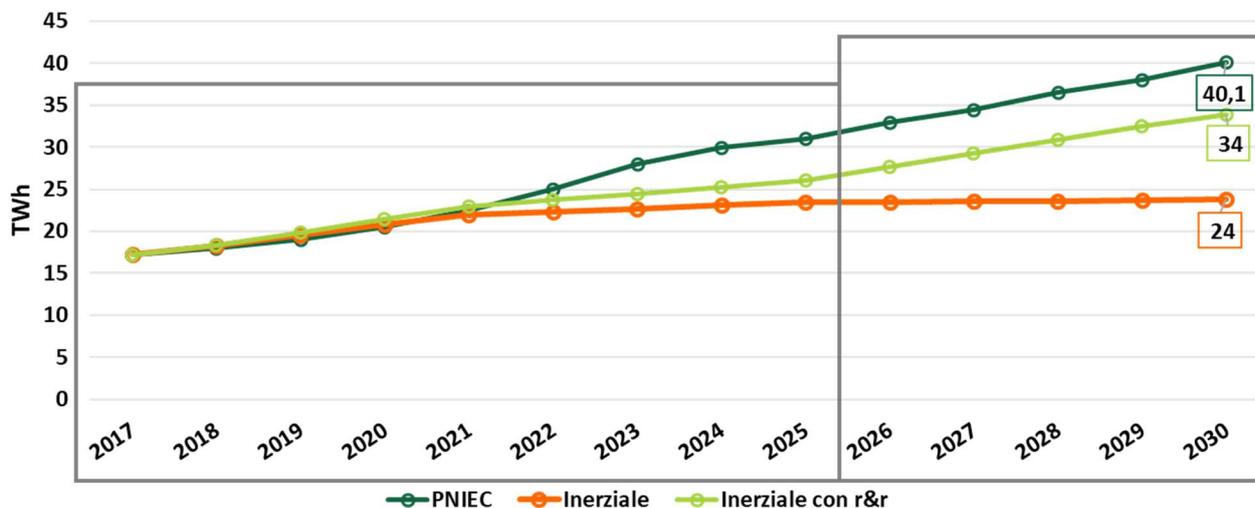
Eolico:

Contrariamente a quanto visto per il fotovoltaico, **l'eolico ha una crescita iniziale molto lenta**, che comporta un «ritardo» di circa 5 TWh già al 2025 anche nel caso di *repowering*, comunque limitato nel primo periodo.

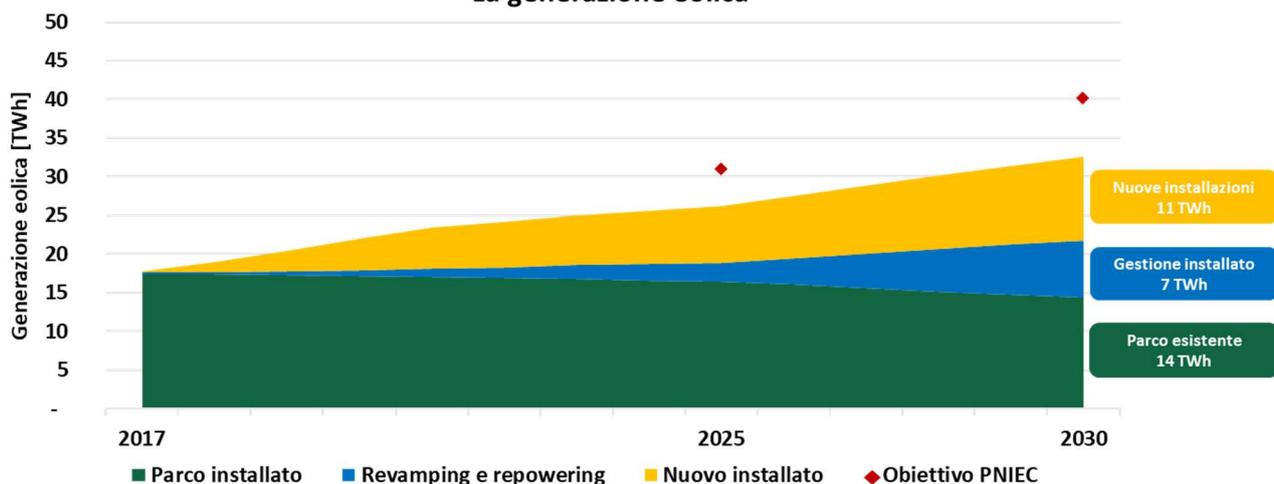
Nel lungo termine si può vedere come emerge una **forte differenza non solo tra gli scenari di sviluppo previsti dal PNIEC e quelli «inerziali»**, ma anche tra gli scenari «inerziali» stessi, in quanto si ipotizza qui un

maggiore apporto del *repowering*. In ogni caso, anche nell'ipotesi migliore emerge una **differenza di oltre 6 TWh al 2030**.

Lo scenario di sviluppo inerziale

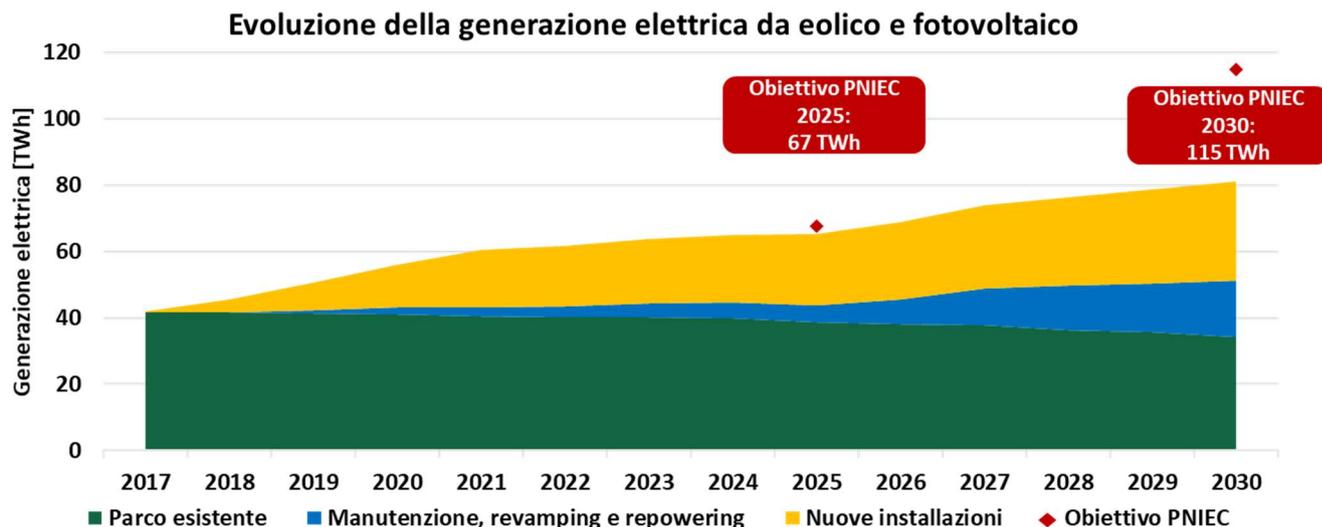


La generazione eolica



Per entrambe le fonti emerge una forte disparità tra quanto si prevede di ottenere rispetto a quanto invece previsto dal PNIEC.

Questo è vero soprattutto per il «lungo periodo» (2025 – 2030), nel quale il PNIEC prevede un forte sviluppo (soprattutto per quanto riguarda il fotovoltaico) che però non appare adeguatamente supportato dall'attuale contesto normativo-regolatorio.



Sostenibilità economica:

L'installato attuale è estremamente diversificato per taglia, con differenze evidenti tra eolico e fotovoltaico. In particolare, le installazioni in autoconsumo (sia «residenziali» che C&I) possono essere ricondotte principalmente ad impianti fotovoltaici, mentre sono minoritari gli impianti eolici di questa tipologia.

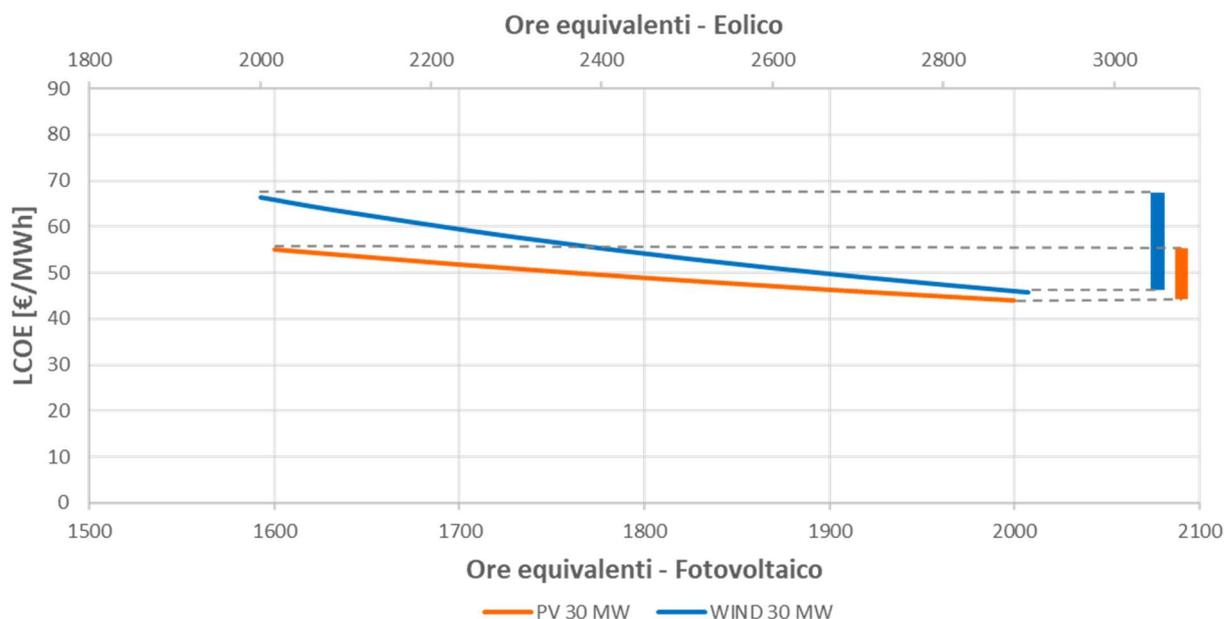
Si prevede inoltre che in futuro questa differenza emerga ancor più chiaramente, con gli impianti eolici sempre più di grande e grandissima taglia.

Per questa ragione, all'interno del Rapporto sono stati valutati impianti in autoconsumo (solamente per il fotovoltaico, sia residenziale che industriale), ed impianti utility scale (sia per l'eolico che per il fotovoltaico). Per ragioni di brevità, si riportano qui i risultati di queste ultime analisi, rimandando al testo del Rapporto per le altre.

L'analisi condotta mostra che **l'andamento del LCOE per gli impianti fotovoltaici utility scale al variare della produzione annua, varia dai 61,5 €/MWh per 1.600 ore equivalenti ai 44 €/MWh per circa 2.000 ore per un impianto da 30 MW.** Un impianto da 5 MW in MT, che a fronte di minori costi di connessione è caratterizzato da valori di CAPEX e OPEX maggiori, ha un LCOE superiore per circa 5,5-6 €/MWh rispetto all'impianto in AT.

I valori di LCOE di un impianto eolico risultano mediamente superiori a quelli ottenuti per gli impianti fotovoltaici, con valori che vanno da 77,4 €/MWh a 45,8 €/MWh per un impianto da 30 MW. Solo ad elevate ore equivalenti di produzione, raggiungibili esclusivamente in siti particolarmente ventosi, i risultati assumono valori paragonabili a quelli ottenuti per il fotovoltaico.

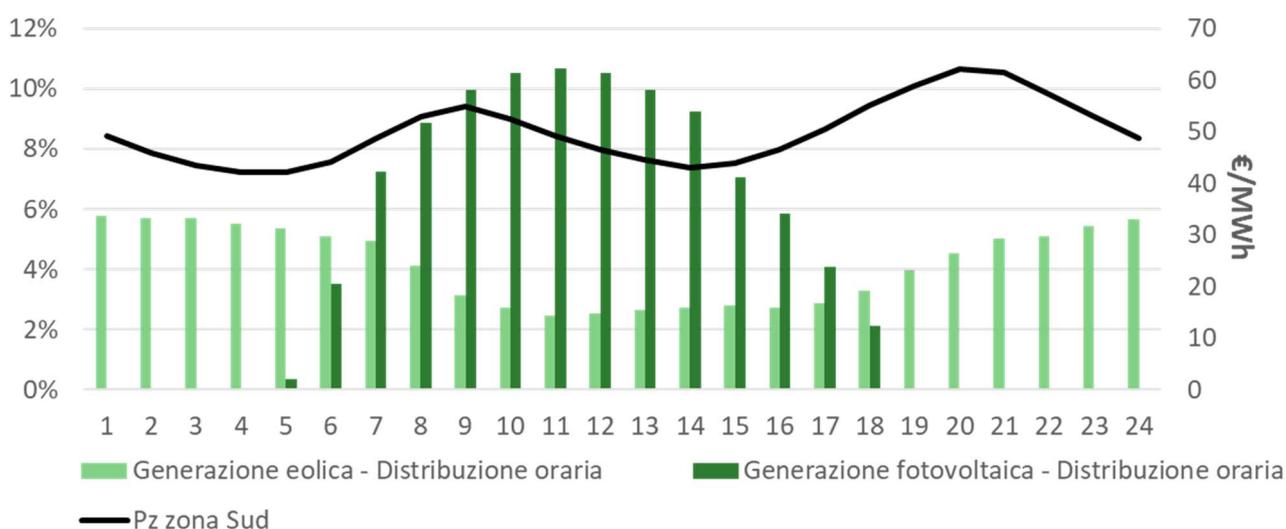
Confrontando gli LCOE delle due tecnologie, entrambi riferiti a impianti da 30 MW, emerge che, secondo le ipotesi adottate, solo per valori superiori alle 2.400 h_{eq} il «costo di generazione» da fonte eolica può risultare competitivo con quello da fonte fotovoltaica.



L'analisi va tuttavia integrata con opportune considerazioni sui prezzi percepiti sul mercato spot, diretta conseguenza della distribuzione oraria della produzione

Il grafico riporta la **distribuzione oraria** tipica della generazione fotovoltaica confrontata con quella di un impianto eolico. Per la fonte eolica, il cui profilo di produzione può variare significativamente in base alle caratteristiche locali del sito di installazione, è stato considerato un andamento caratterizzato da **buoni valori di produzione durante le ore serali e notturne a fronte di una decrescita della generazione durante le ore centrali della giornata**.

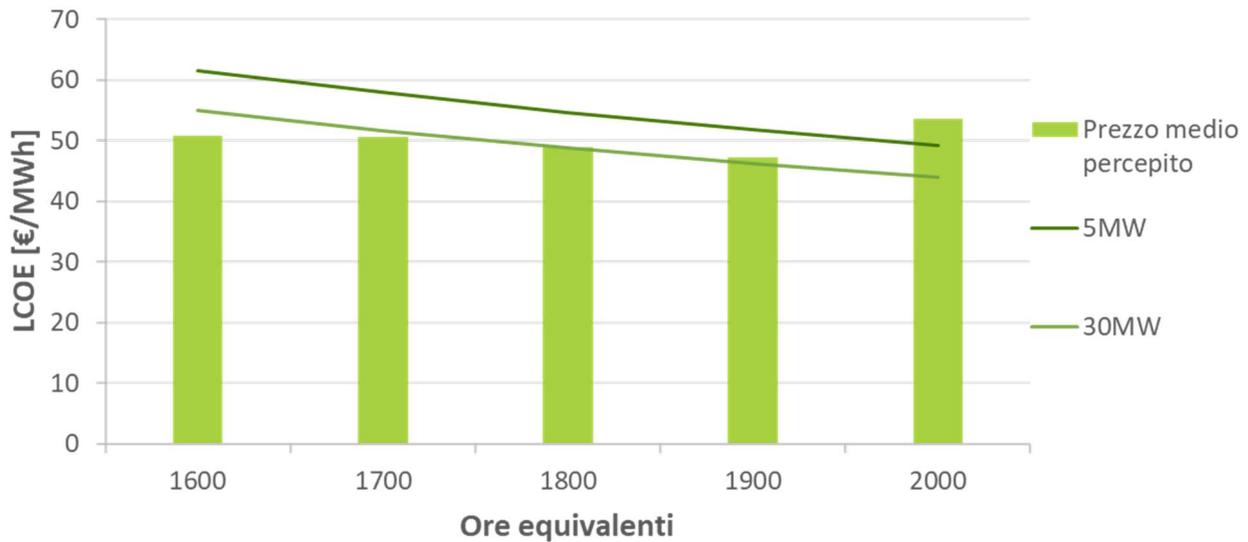
Rapportando la distribuzione della produzione al profilo orario di prezzo (ottenuto come media dei prezzi registrati negli ultimi tre anni nella zona Sud) si nota che la **generazione eolica**, a differenza di quella fotovoltaica, è **potenzialmente in grado di «catturare» i prezzi delle ore serali, spesso i più elevati tra quelli registrati nel corso della giornata**.



Confrontando i valori di LCOE con i prezzi zionali percepiti dal fotovoltaico, si ottiene la situazione riportata nel grafico.

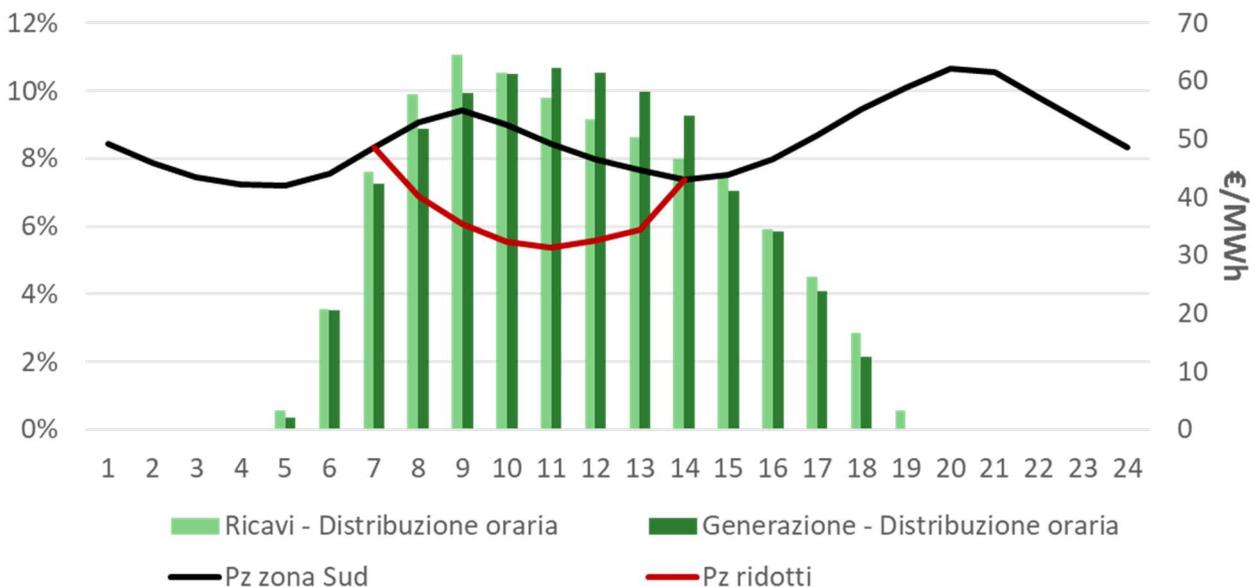
Il grafico mostra che i prezzi registrati negli ultimi anni sul MGP risultano insufficienti a garantire un buon ritorno dell'investimento per gli impianti fotovoltaici in *market parity* agli attuali costi della tecnologia.

Le colonne dei prezzi percepiti sono associate alle zone di mercato indicate, ordinate per ore equivalenti crescenti in modo da rispettare la producibilità degli impianti in base al posizionamento geografico.



Tuttavia, pur immaginando che si raggiunga la *market parity* al momento dell'installazione, si pone una **tema legato al rischio dell'investimento**, conseguenza di una remunerazione che dipende unicamente dal mercato spot dell'energia. L'andamento dei prezzi sul lungo termine resta fonte di incertezza, soprattutto in uno scenario caratterizzato dall'installazione di grandi quantità di nuova potenza fotovoltaica quale quella indicata dal PNIEC.

A tal proposito, quindi, sono state effettuate delle analisi relative all'aumento futuro delle installazioni e la potenziale riduzione dei prezzi dell'energia nella zona Sud, tra le più critiche se si considerano le condizioni di domanda e di produzione fotovoltaica. Gli alti valori di irraggiamento che caratterizzano le regioni dell'area meridionale del paese durante i mesi primaverili ed estivi, infatti, comportano una **forte immissione di energia in rete nelle ore centrali della giornata**, non sempre bilanciata da altrettanto elevati valori dei consumi. Il grafico mostra la **distribuzione oraria dei ricavi** ottenuti da un impianto fotovoltaico posizionato nella zona Sud, confrontato con la **distribuzione oraria della produzione**.



Il profilo di prezzo comporta il fatto che, **durante le ore centrali della giornata**, caratterizzate dai maggiori valori di generazione, **l'andamento delle *revenue* non segua in maniera proporzionale l'andamento dell'immissione di energia in rete**. L'effetto, qui rappresentato tramite dati riguardanti la media oraria calcolata sull'intero anno, risulta peraltro molto **amplificato durante i mesi primaverili**, in cui l'elevata produzione, unita ai modesti valori dei consumi, causa spesso un forte abbassamento dei prezzi. Lo scenario ipotizzato implica un **abbassamento del prezzo zonale medio annuo del 7%**, che nasconde, tuttavia, **una frequente e considerevole riduzione dei prezzi nelle ore centrali della giornata**, soprattutto nei mesi primaverili ed estivi, che, diluita anch'essa su base annua, si traduce in un **calo della valorizzazione oraria dell'energia dell'ordine del 25-35%**, come indicato dal profilo riportato nel grafico.

Immaginando che, **a causa della ulteriore produzione fotovoltaica immessa in rete nella zona Sud a seguito delle nuove installazioni previste dal PNIEC, il profilo medio di prezzo si modifichi** come indicato, si ottiene una **sensibile riduzione dei ricavi annui**:

Zona	Produzione attesa [h _{eq}]	Ricavi annui, prezzi attuali [€/MW/anno]	Ricavi annui, Δprezzo medio= -7% [€/MW/anno]
Sud	1800 - 1900	84.500 – 89.000	72.000 – 76.000

Ipotizzando **una riduzione ancora maggiore**, pari al -15% sul prezzo zonale medio annuo, la riduzione attesa dei ricavi sarebbe pari a:

Zona	Produzione attesa [h _{eq}]	Ricavi annui, prezzi attuali [€/MW/anno]	Ricavi annui, Δprezzo medio= -15% [€/MW/anno]
Sud	1800 - 1900	84.500 – 89.000	54.000 – 58.000

I **PPA (Power Purchase Agreement)**, cui è dedicato uno spazio di approfondimento nel Rapporto, potrebbero **“in linea teorica” ridurre il rischio di volatilità sopra descritto, “scaricandolo” in parte sul compratore di energia**. Tuttavia, la via “italiana” ai PPA appare piuttosto problematica, ed il ridotto ricorso allo strumento sino ad ora pone non pochi dubbi agli operatori.

L'analisi del fabbisogno di suolo per le installazioni da rinnovabili previste nel PNIEC

Oltre alla sostenibilità economica, l'altra grande **tematica da considerare negli scenari di sviluppo delle rinnovabili in Italia è il consumo di suolo**.

Questo è vero **soprattutto in uno scenario di sviluppo che prevede una forte crescita di impianti di grande taglia**, i quali, nella maggior parte dei casi, **vengono installati a terra**. Al contrario, **le installazioni in autoconsumo** (sia per impianti residenziali che per impianti industriali) **non presentano problematiche di questo tipo**, essendo **installate prevalentemente sui tetti degli edifici**.

A dimostrazione dell'interesse per la tematica, **anche nel Decreto FER 1 si sostiene l'inammissibilità agli incentivi da parte di impianti installati su aree agricole**. Al contrario, **vengono favoriti** - tramite accesso privilegiato nei registri o come fattore differenziale in caso di parità di offerta nelle aste - **«impianti realizzati su discariche e lotti di discarica chiusi e ripristinati, cave non suscettibili di ulteriore sfruttamento estrattivo** per le quali l'autorità competente al rilascio dell'autorizzazione abbia attestato l'avvenuto completamento delle attività di recupero e ripristino ambientale previste nel titolo autorizzatorio nel rispetto delle norme regionali vigenti, nonché su **aree, anche comprese nei siti di interesse nazionale, per le quali sia stata rilasciata la certificazione di avvenuta bonifica** ai sensi dell'art. 242, comma 13, del decreto legislativo 3

aprile 2006, n. 152 ovvero per le quali risulti chiuso il procedimento di cui all'art. 242, comma 2, del medesimo decreto legislativo» [Art. 9, comma 2, lett. a].

All'interno del Rapporto, quindi, si è **stimata l'effettiva disponibilità delle seguenti aree "dismesse": Discariche dismesse; Cave esaurite; Aree industriali dismesse; Siti di Interesse Nazionale (SIN)**. Qualora le aree «dismesse» non fossero sufficienti ad ospitare gli impianti necessari a raggiungere gli obiettivi, si è proceduto a **calcolare quante aree agricole sarebbero necessarie**.

Il potenziale «reale» delle aree dismesse si stima possa garantire complessivamente tra i 5,3 GW e gli 8,4 GW per il fotovoltaico e meno di 1 GW per l'eolico, che rappresentano rispettivamente tra il 20 e il 30% della nuova potenza fotovoltaica prevista e tra il 7% e il 12% di quella eolica al netto di operazioni di *repowering*.



Data la **necessità di individuare nuove aree** da destinare alla generazione di energia elettrica da fonte rinnovabile, le più adatte potrebbero essere quelle agricole data la **loro estensione e la loro ottima adattabilità a tale scopo**. La "consistenza" di tali aree, secondo l'ultimo censimento sull'agricoltura dell'ISTAT, riferito al 2010, è riportata in tabella.

Tipologia di area [km ²]	Nord	Centro	Sud e Isole	Totale
SAU	45.680	21.916	60.694	128.560
SANU	5.543	2.399	4.282	12.224
Altre superfici	11.610	9.177	9.240	30.027
SAT	62.833	33.491	74.487	170.811

Considerando di **utilizzare mediamente il 10% della SANU** si riporta di seguito la ripartizione di installato potenziale che questa potrebbe garantire.



Per il fotovoltaico la **superficie considerata sarebbe ampiamente sufficiente a coprire le nuove installazioni** (oltre 61 GW potenziali rispetto ai 30 GW previsti), mentre **per l'eolico**, considerando che nel Nord Italia difficilmente ci sarebbero siti disponibili, **anche l'utilizzo della SANU potrebbe non garantire il raggiungimento degli obiettivi**. Si sottolinea quindi a maggior ragione l'importanza del **repowering**, soprattutto per l'eolico, **anche dal punto di vista del consumo di suolo**.

Lo scenario qui analizzato si discosta in maniera significativa dagli obiettivi del PNIEC

In particolare, **nonostante i significativi miglioramenti nei costi di installazione e gestione, la misura dell'LCOE** (e forse ancora meglio dell'LROE) **mostra ancora la fragilità delle rinnovabili** (soprattutto fotovoltaico ed eolico) nell'affrontare uno **scenario di mercato dell'energia che si preannuncia (in una sorta di circolo vizioso) troppo volatile**.

La difficoltà di immaginare oggi sistemi di storage economicamente competitivi per gli impianti *utility scale* e i troppi vincoli normativi (nell'autorizzazione dei nuovi impianti ma anche di interventi di revamping e repowering) impongono una riflessione seria.

I PPA da soli, soprattutto nella versione short termista all'italiana, non sono in grado di colmare il gap, così come i vincoli imposti all'impiego del suolo non paiono coerenti con l'obiettivi che ci si è posti nel PNIEC. Appare indispensabile agire, affiancando il PNIEC con una serie di strumenti normativi che intervengano proprio su quei temi che qui sono stati messi in evidenza come i più critici.

Lo scenario "desiderabile" per lo sviluppo delle rinnovabili in Italia

Il capitolo conclusivo del Rapporto vuole «tirare le fila» di quanto detto fino ad ora, **ricapitolando i possibili fattori abilitanti**, discussi e condivisi con gli operatori del settore, **indispensabili per superare le criticità emerse** dalla analisi del PNIEC. In altre parole, si tratta di suggerimenti per i possibili provvedimenti/interventi di **accompagnamento al PNIEC per rendere effettiva la possibilità di ripresa degli investimenti in rinnovabili nel nostro Paese**. Per semplicità, i suggerimenti sono stati **suddivisi per ambito di appartenenza** (di mercato, normativo, ..) e riportati sinteticamente in questo capitolo.

Obiettivo finale del capitolo è quindi quello di **presentare uno scenario di sviluppo «desiderabile»**, ovvero quello che si otterrebbe, sia in termini di generazione che di potenza installata, se le criticità venissero superate.

Le barriere che limitano lo sviluppo delle rinnovabili in Italia possono essere raggruppate in **3 diverse categorie**:

- **Barriere «normative»**
- **Barriere «di mercato/economiche»**
- **Barriere relative all'attuale "configurazione del sistema elettrico"**

Sia per quanto riguarda le nuove installazioni che per quanto riguarda la gestione del parco installato sono presenti, in misura differente, **criticità appartenenti alle tre categorie sopracitate**, che varranno di seguito elencate, evidenziando i **"provvedimenti di supporto"** che ne **permetterebbero**, anche a detta degli operatori, **il superamento**.

Ambito	Provvedimento di accompagnamento
Normativa	Introduzione della pre-autorizzazione
	Snellimento procedure autorizzative per i rifacimenti di impianti
	Superamento vincolo di utilizzo dei terreni agricoli non utilizzati
	Introduzione del burden sharing regionale per distribuire equamente le nuove installazioni tra le regioni
	Superamento limitazioni normative
Sostenibilità economica	Apertura MSD
	Definizione di un modello «standard» di PPA
	Segnale di prezzo a lungo periodo
	PPA con controparte pubblica
	Prolungamento aste oltre la fine del decreto FER 1
Sistema elettrico	Superamento parziale del meccanismo delle aste neutre
	Riduzione costo dei sistemi di accumulo
	Introduzione della remunerazione per i SdA (ad esempio tramite <i>capacity market</i>)
	Potenziamento dell'infrastruttura, sia nazionale che locale
Sistema elettrico	Apertura di tavoli per la condivisione di informazioni relative allo stato della rete
	Superamento della formazione del prezzo su MGP tramite l'eliminazione dei prezzi zonali

La presenza di questi provvedimenti, anche non necessariamente della loro totalità, ma di una parte "coordinata" di questi, **darebbe vita, secondo le nostre stime, a degli scenari che abbiamo appunto voluto chiamare «desiderabili»**, perché porterebbero al raggiungimento dell'obiettivo che ci si è posti.

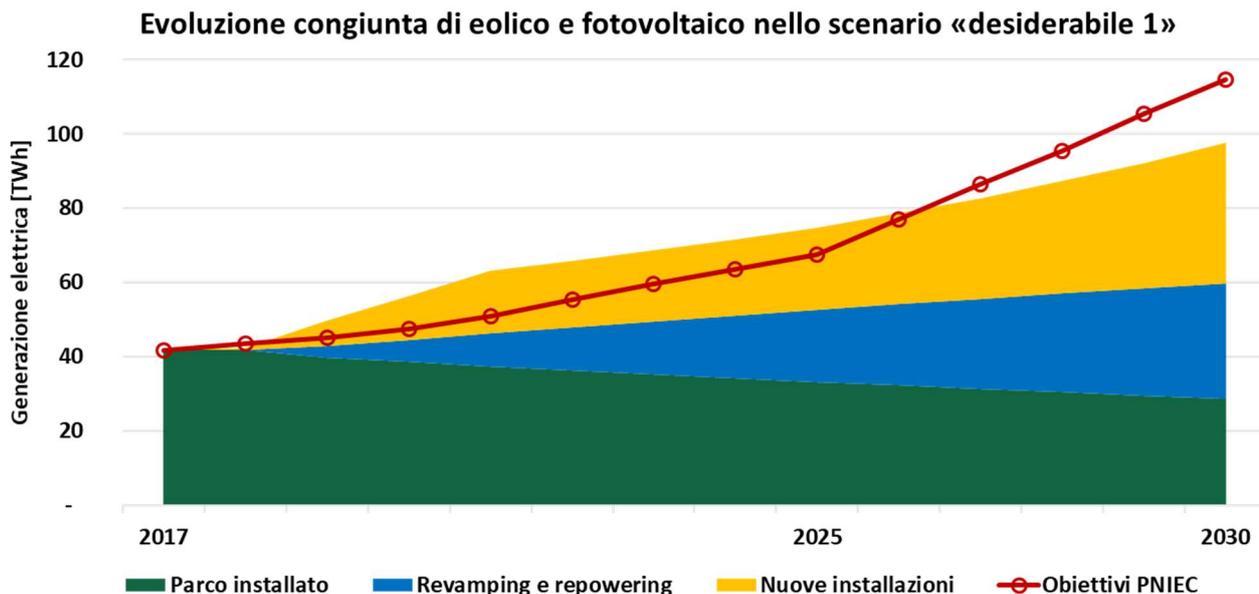
In particolare, **sono stati previsti due scenari di sviluppo**, uno conservativo ed uno più ottimistico:

- Nello **scenario «desiderabile 1»** si ha un **forte apporto di *revamping* e *repowering* dell'installato attuale** (che arriva al **50% del parco installato**) e **nuove installazioni contenute**;
- Nello **scenario «desiderabile 2»** si ha un **apporto ancora maggiore dei rifacimenti sull'installato attuale (fino al 70% del parco installato)** e **nuove installazioni più consistenti**.

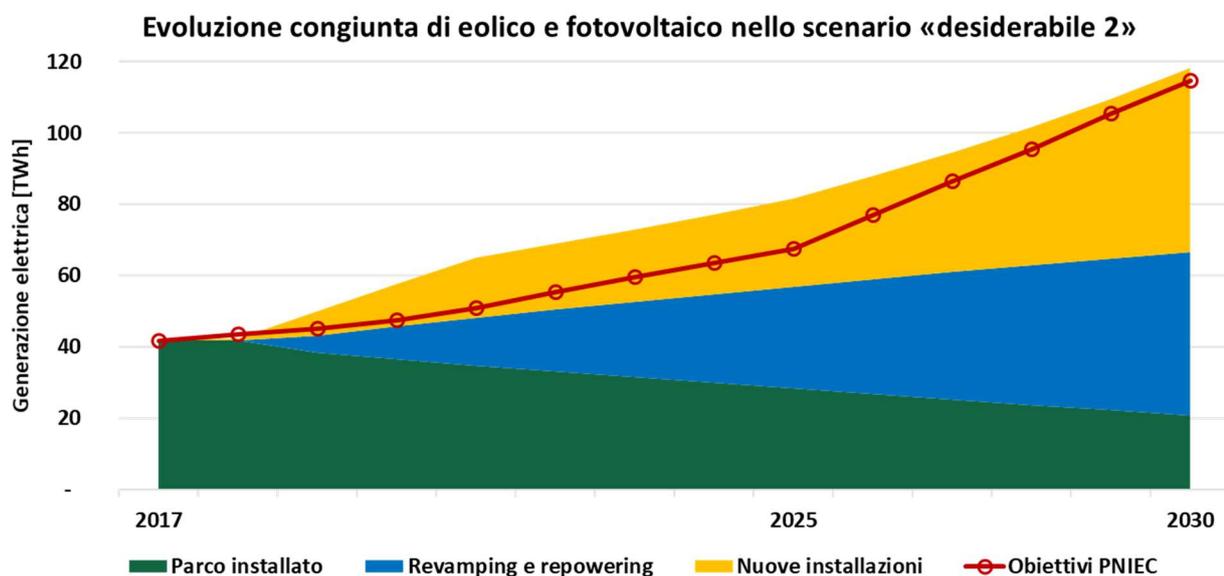
Gli scenari sono presentati in modo qualitativo per **eolico e fotovoltaico congiunti**, differenziando l'apporto del parco attuale, da intendersi come somma del parco installato e dei rifacimenti, e delle nuove installazioni. Questi sono poi stati confrontati con lo scenario di generazione del PNIEC.

Nel primo scenario considerato si può notare il **superamento degli obiettivi al 2025**, che però **non è sufficiente a «tenere il passo» con la ripida rampa di generazione del quinquennio successivo**.

Complessivamente si stima in questo scenario una generazione di **poco meno di 100 TWh al 2030** rispetto ai 115 TWh previsti.



Nel secondo scenario considerato l'ampio superamento degli obiettivi al 2025 e un maggiore crescita nel quinquennio successivo permette il raggiungimento degli obiettivi al 2030. Complessivamente si stima in questo scenario una generazione di poco meno di 120 TWh al 2030 rispetto ai 115 TWh previsti.



In entrambi gli scenari analizzati si può osservare l'importanza dell'apporto dei rifacimenti sulla generazione complessiva, grosso modo equivalenti all'apporto delle nuove installazioni. Se è infatti indubbio che queste ultime saranno assolutamente necessarie al raggiungimento degli obiettivi, è anche vero che il contributo dell'attuale parco di generazione sarà altrettanto fondamentale.

Questo infatti, senza un'adeguata gestione degli asset, potrebbe vedere ridotto il proprio apporto e rendere ancor più complesso avvicinarsi ai 115 TWh di generazione previsti per fotovoltaico ed eolico. Al contrario, se venissero forniti agli operatori gli strumenti, sia normativi, che di mercato e più in generale di «sistema»,

per effettuare **revamping** (in particolare per il fotovoltaico) e **repowering** (con particolare riferimento all'eolico), lo scenario di crescita previsto dal PNIEC per il contributo delle rinnovabili alla generazione elettrica risulterebbe più «alla portata».

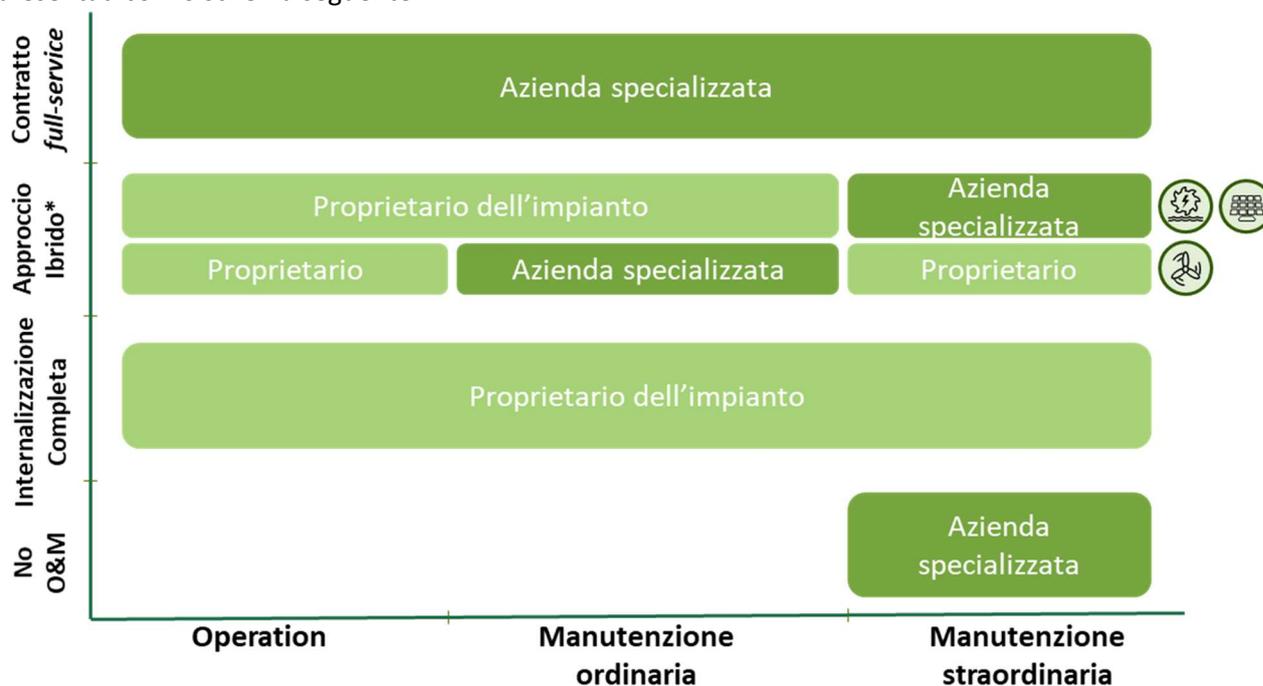
Il **potenziale per uno sviluppo delle rinnovabili in Italia è insomma elevato**: pochi Paesi possono contare su un apporto così bilanciato di fotovoltaico, eolico ed idroelettrico come il nostro. **Al legislatore, soprattutto, e agli operatori la responsabilità di garantire lo sviluppo futuro delle rinnovabili in Italia.**

La gestione dell'installato: l'Operation&Maintenance dei medi e grandi impianti

Il Rapporto approfondisce, infine, lo **stato dell'arte e i trend in corso per quanto riguarda le attività di supporto alla produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile, ossia le attività di O&M ed i relativi servizi ausiliari.**

È evidente come siano soprattutto gli impianti di media e grande taglia ad avere maggiore necessità di O&M ed è quindi su questi che si concentra questo capitolo.

L'analisi del mercato ha permesso di individuare **diversi approcci alle attività di O&M** che possono essere rappresentati con lo schema seguente.



È opportuno precisare che l'approccio «no O&M» si riscontra ovviamente solo negli impianti di piccola dimensione, mentre gli altri tre approcci (in ordine crescente di esternalizzazione) sono piuttosto diffusi negli impianti di media e grande taglia.

La loro diffusione «reale» in ciascuna fonte (fotovoltaico, eolico e idroelettrico) è però differente da caso a caso e merita un ulteriore approfondimento.

L'approccio alle attività di O&M: il caso del fotovoltaico

Gli impianti di **taglia utility scale** sono quelli **più sensibili alla tematica di una corretta attività di O&M**.

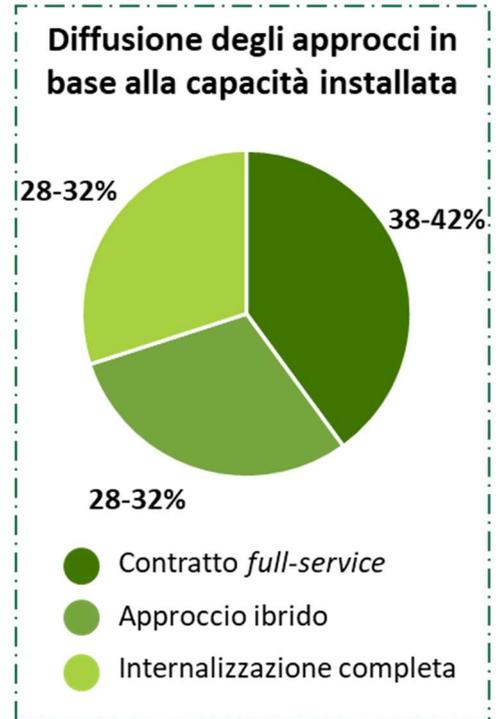
L'**approccio storicamente adottato è il full-service**, in quanto il proprietario si focalizzava maggiormente sulla costruzione più che sulla manutenzione

Gli impianti fotovoltaici italiani di grande taglia sono in buona parte di proprietà di **fondi**; tra di essi il **contratto full-service** è il più adottato.

Vi è inoltre una larga fetta di impianti fotovoltaici di grande taglia gestito da una **moltitudine di operatori**, i quali non hanno convenienza economica a creare un team interno dedicato alle attività di O&M e dunque preferiscono un **contratto full-service**. Il **settore fotovoltaico** è caratterizzato dalla presenza di un **numero elevato di operatori che gestiscono un portafoglio di impianti ridotto e per i quali l'approccio preferito è quindi quello full-service**, come mostrato in precedenza, portando alla formazione di **società specializzate in O&M**. La concorrenza creata ha favorito un generale **abbassamento dei prezzi** nel corso degli ultimi anni.

I **grandi gruppi**, pur preferendo attualmente un approccio *full-service*, stanno **iniziando un processo di internalizzazione parziale**: le attività di **manutenzione ordinaria sono svolte internamente**, mentre la **manutenzione straordinaria**, la quale richiede pochi interventi ma di grande valore economico e spesso complessi, **viene esternalizzata**.

Ci si aspetta che **nei prossimi anni un maggiore numero di impianti verrà gestito con approccio ibrido**. Tuttavia, è ancora **difficile pensare a una significativa diffusione di una internalizzazione completa** a meno di rilevanti acquisizioni di società specializzate nelle attività di O&M da parte dei grandi gruppi.



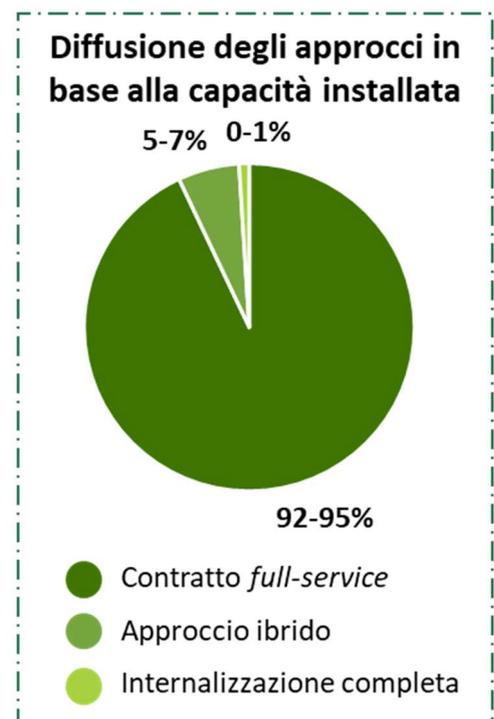
L'approccio alle attività di O&M: il caso dell'eolico

L'**approccio storicamente adottato è il full-service**, in quanto il proprietario si focalizzava maggiormente sulla costruzione più che sulla manutenzione. Tuttavia, ad **oggi i tre approcci risultano diffusi in maniera bilanciata**.

A differenza del fotovoltaico, i **componenti di un parco eolico sono più complessi e di natura principalmente meccanica**. Di conseguenza, la **creazione di sinergie con le attività svolte dal proprietario dell'impianto è più facile**.

Il **contratto full-service** viene principalmente adottato da **fondi**, i quali, analogamente a quanto detto per il fotovoltaico, tendono a minimizzare i rischi.

A differenza del fotovoltaico tuttavia, nell'eolico **la maggior parte degli operatori gestisce un parco impianti con una «massa critica» ed una prossimità geografica tale da rendere economicamente conveniente un approccio ibrido o pienamente internalizzato**. Per quanto riguarda l'approccio



ibrido tuttavia si segnala la peculiarità dell'eolico, che, rispetto al fotovoltaico, tende ad internalizzare la manutenzione ordinaria ed esternalizzare quella straordinaria.

La grande peculiarità dell'eolico è la diffusione di un approccio di **internalizzazione completa**. I **grandi operatori** da alcuni anni stanno sviluppando competenze di O&M internamente grazie alle **sinergie** che riescono a creare con altre attività da loro svolte.

Nei prossimi anni ci si aspetta una **maggiore propensione verso l'internalizzazione: sia da un approccio full service ad uno ibrido** sia, in parte, da uno ibrido ad uno di **internalizzazione completa**.

Questa tuttavia ci si aspetta possa crescere in misura minore, in quanto l'internalizzazione completa risulta economicamente conveniente nel caso in cui **un operatore possa far leva su una massa critica elevata di capacità installata all'interno di un perimetro geografico circoscritto**.

In aggiunta, la concorrenza fra le società specializzate in O&M sta aumentando, poiché anche alcuni **produttori che hanno sviluppato internamente competenze di O&M stanno iniziando a proporre gli stessi servizi ai loro competitor**; questo, analogamente a quanto sta avvenendo per il fotovoltaico, ha portato ad una **riduzione generale dei prezzi sul mercato**, anche se meno marcata.

L'approccio alle attività di O&M: il caso dell'idroelettrico

L'approccio alle attività di O&M non risulta omogeneo per tutti gli impianti di proprietà dello stesso operatore. Di conseguenza, a differenza di fotovoltaico ed eolico, **molti operatori gestiscono alcuni impianti tramite contratti full-service e altri tramite un approccio ibrido**.

L'approccio **ibrido**, a differenza di quanto si osserva per l'eolico, frequentemente comprende **operations e manutenzione ordinaria svolte internamente**, mentre **la sola manutenzione straordinaria è esternalizzata**, in particolare quando si rendono necessari interventi che richiedono competenze specifiche.

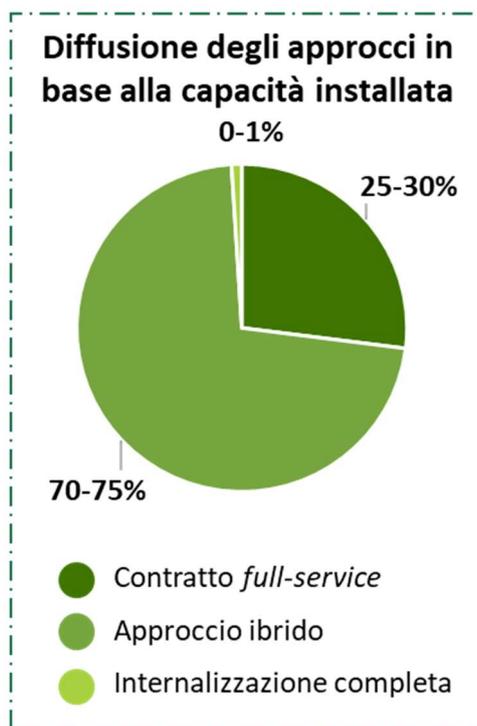
Di conseguenza una **internalizzazione completa è poco diffusa**, in quanto gli interventi di manutenzione straordinaria sono spesso demandati ad operatori specializzati.

I grandi impianti idroelettrici sono spesso operativi da diverse decine di anni e le loro **caratteristiche sono ampiamente conosciute dagli operatori che li gestiscono**. Alcuni produttori, inoltre, gestiscono un **portafoglio di impianti concentrato in una area geografica limitata**. In questi casi è comune la scelta di gestire internamente la manutenzione ordinaria.

Ci si aspetta che **nei prossimi anni gli approcci alle attività di O&M restino sostanzialmente invariati**, in quanto non ci si attende un'evoluzione tecnologica o una riduzione dei costi significativa a causa della maturità del settore idroelettrico.

Sulla base delle informazioni raccolte si è provato a **stimare la ripartizione prevista dal mercato al 2025 per le tre fonti analizzate**.

Per quanto riguarda il **fotovoltaico** si prevede uno **sviluppo dei modelli ibridi** e, seppur in misura minore, **dell'internalizzazione completa a discapito del contratto full-service**; questo però **rimarrà l'approccio preferito per via della segmentazione di operatori sul mercato**.



Anche per quanto riguarda l'eolico si prevede una **tendenza all'internalizzazione che andrà ad incrementare il numero di operatori che internalizzano totalmente o in parte le operazioni di O&M.**

Infine, per quanto riguarda l'idroelettrico, **non ci si aspettano differenze consistenti** rispetto ad ora, sia perché la tecnologia è matura, sia perché **gli operatori sono consolidati da tempo**; rimarrà quindi **prevalente l'approccio ibrido.**

