



- RENEWABLE ENERGY REPORT
- Il Green Deal europeo: un laboratorio di idee per lo sviluppo delle rinnovabili in Italia

• Maggio 2021



POLITECNICO
MILANO 1863
SCHOOL OF MANAGEMENT



Indice

| | |
|--|-----|
| Introduzione | 3 |
| <i>Executive summary</i> | 7 |
| | |
| 1. I numeri delle rinnovabili in Italia | 31 |
| 2. I trend tecnologici che ridisegnano fotovoltaico ed eolico: un benchmark a livello globale | 137 |
| 3. Il framework normativo e regolatorio per le Rinnovabili in Italia | 189 |
| 4. Il potenziale «teorico» delle Rinnovabili in Italia: una questione di mix | 245 |
| 5. Gli scenari futuri per le rinnovabili in Italia | 289 |
| | |
| Gruppo di lavoro | 309 |
| La School of Management | 311 |
| L'Energy & Strategy Group | 312 |
| Le imprese Partner | 313 |

Introduzione

Il Renewable Energy Report 2021 segna, come ogni anno, la ripresa “pubblica” dell’attività di Energy & Strategy ed è il primo appuntamento di presentazione e dibattito al quale invitiamo la nostra community. Nel 2020 è stato il primo nostro Rapporto a vedere la luce “in digitale”, ossia senza la possibilità di incontrarsi fisicamente nell’Aula Magna del Politecnico di Milano e senza avere a disposizione fisicamente il nostro “libro verde”. La situazione è, per certi versi, simile nel 2021, con ancora l’obbligo di raggiungere la nostra community esclusivamente attraverso i canali digitali, ma è profondamente diverso lo spirito che ci anima e lo scenario che abbiamo di fronte.

Si vede finalmente la via di uscita dalla pandemia e cresce la fiducia verso

la ripresa economica. C’è un Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) che delinea un sistema Paese diverso e, nelle intenzioni, migliore di quello con cui abbiamo convissuto nel periodo più buio della pandemia.

A questa ripresa e alle azioni necessarie perché diventi realtà è dedicato il Renewable Energy Report 2021.

Un rapporto, non ce lo nascondiamo, che parte dal riconoscimento di alcune ombre, legate al comparto delle rinnovabili in Italia. Il mercato delle rinnovabili è – a livello globale ed europeo – un mercato in grandissima espansione, con una crescita che non si è arrestata nemmeno nel corso del 2020. È un segno, inequivocabile, del fatto che la transizione energetica non sia solo un

“piano”, ma una “realtà” che sta profondamente cambiando il mercato dell’energia. La marcia verso la completa decarbonizzazione, che l’Europa si è posta come obiettivo per il 2050, sembra quindi essere inesorabilmente avviata e sta evidentemente catalizzando l’interesse del mondo industriale e finanziario. Se l’Europa però ha “festeggiato” nel 2020, se così si può dire, ed ovviamente limitatamente al comparto delle rinnovabili (come mostrato dal grafico), lo sfondamento di quota 650 GW di potenza complessivamente installata, con il fotovoltaico e l’eolico ad avere anch’essi superato la soglia rispettivamente dei 160 e 200 GW in poco più di un decennio, non altrettanto si può dire dell’Italia. Il confronto con l’andamento decennale mette in evidenza una “capacità” di crescere

che è decisamente inferiore a quanto fatto registrare dall’Europa e con uno “stallo” che è cominciato già nel 2018 e quindi ben prima che la pandemia ci colpisce.

La “crisi”, è possibile usare questo termine, delle rinnovabili nel nostro Paese ha quindi origini che precedono la venuta della pandemia e come tali devono essere affrontate per garantire il necessario rilancio. Le abbiamo “ricercate” nel nostro Rapporto e le abbiamo analizzate, come sempre portando l’evidenza che nasce dall’osservazione del mercato, e sono le tempistiche necessarie per l’ottenimento delle autorizzazioni, il “conflitto” nell’utilizzo del suolo e la “mancanza” di un sistema di pianificazione condivisa. Abbiamo provato a dare indicazioni concrete di

rilancio, declinandole per le diverse tipologie di impianti e di fonti, ed abbiamo elaborato scenari che tengono conto dell'impatto di tali indicazioni e che ci fanno ben sperare. Abbiamo investito il potenziale che emerge dall'evoluzione tecnologica del comparto delle rinnovabili, ed anche lì abbiamo tratto ispirazione per disegnare un futuro più

efficiente ed effettivamente decarbonizzato.

Consegniamo queste riflessioni alla nostra community, ringraziando i partner, sempre numerosi, che hanno sostenuto la nostra ricerca ed hanno condiviso con noi l'ambizione di dare un contributo concreto al rilancio Paese.

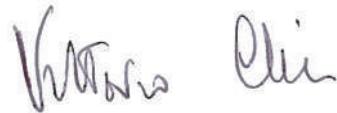
Umberto Bertelè

School of Management - Politecnico di Milano



Vittorio Chiesa

Direttore Energy & Strategy Group



Executive Summary

Il Renewable Energy Report 2021 è il primo Rapporto di Energy & Strategy – con un po' di sano ottimismo – che ci avvicina al post pandemia. Giunge quindi in un momento particolare, di fermento positivo, che porta con sé le riflessioni del periodo più buio della pandemia insieme alle proiezioni di un futuro, pur se ancora incerto, dove si torna a parlare di ottimismo.

Guardare all'impatto della pandemia nel comparto delle rinnovabili ha richiesto un notevole sforzo, soprattutto perché si è voluto in questo Rapporto evitare la scappatoia facile di attribuire al Covid tutto il calo del mercato, bensì cogliere l'occasione per investigare

le ragioni profonde della crisi e trarne ispirazione per la ripartenza.

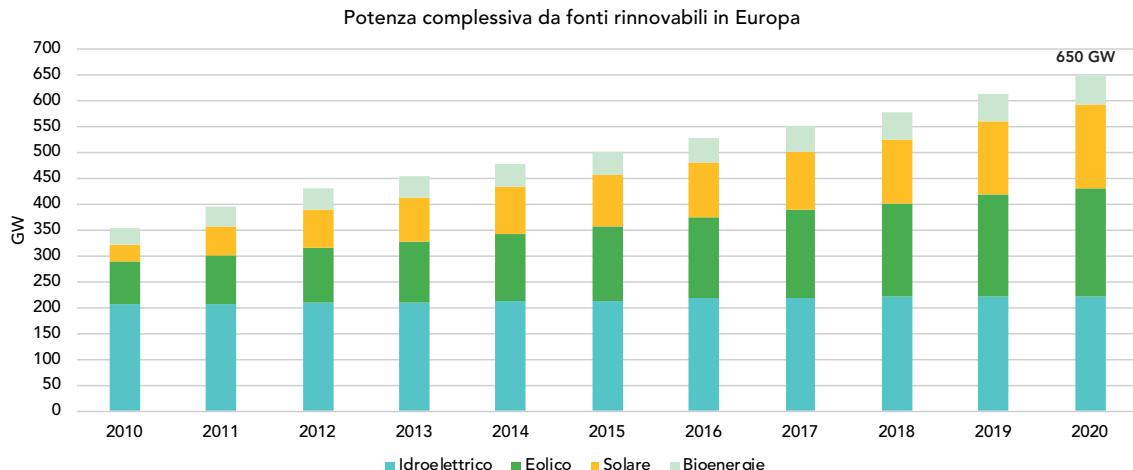
A questa indagine, puntuale e come sempre ricca di dati, ed ai suoi risultati è dedicato il Renewable Energy Report 2021 del quale si riportano qui sinteticamente le principali evidenze.

L'andamento delle installazioni: il quadro del mercato in Italia

Il mercato delle rinnovabili è – a livello globale ed europeo – un mercato in grandissima espansione, con una crescita che non si è arrestata nemmeno nel corso del 2020, nonostante

le problematiche connesse al diffondersi della pandemia da Covid-19. È un segno, inequivocabile, del fatto che la transizione energetica non sia solo un "piano", ma una "realtà" che sta profondamente cambiando il mercato dell'energia. La marcia verso la completa decarbonizzazione, che l'Europa si è posta come obiettivo per il 2050,

sembra quindi essere inesorabilmente avviata e sta evidentemente catalizzando l'interesse del mondo industriale e finanziario. **Se l'Europa però ha "festeggiato" nel 2020, se così si può dire, ed ovviamente limitatamente al comparto delle rinnovabili (come mostrato dal grafico), lo sfondamento di quota 650 GW di potenza complessi-**

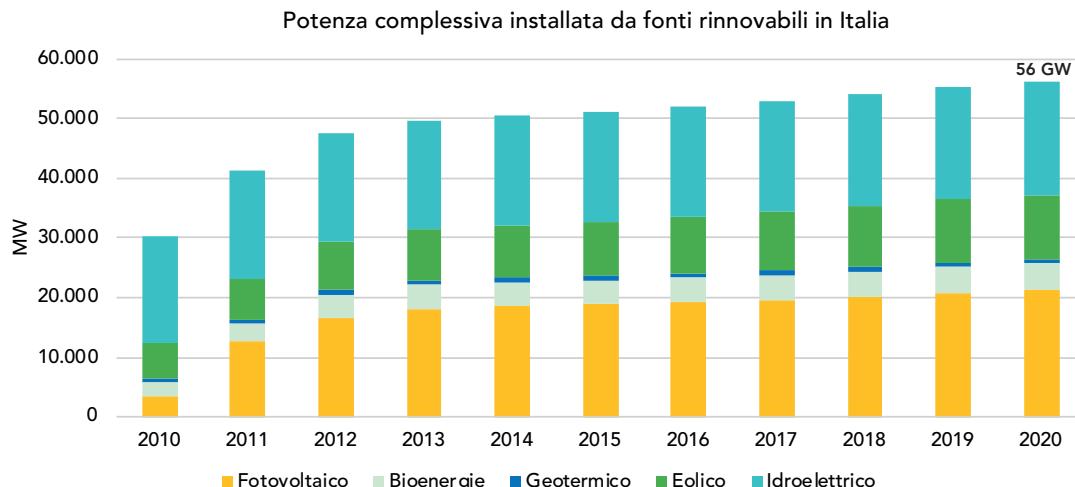


vamente installata, con il fotovoltaico e l'eolico ad avere anch'essi superato la soglia rispettivamente dei 160 e 200 GW in poco più di un decennio, non altrettanto si può dire dell'Italia.

Il confronto con l'andamento decennale mostrato nel grafico mette in evidenza una **"capacità" di crescere che è decisamente inferiore a quan-**

to fatto registrare dall'Europa e con uno "stallo" che è cominciato già nel 2018 e quindi ben prima che la pandemia ci colpisce.

La nuova potenza da rinnovabili installata in Italia nel corso del 2020 è stata di 784 MW, di circa 427 MW inferiore rispetto a quella installata nel



corso dello stesso intervallo del 2019 (-35,4%). Una diminuzione **trainata fortemente dalle installazioni eoliche**, passate da 413 MW del 2019 a 85 MW nel 2020 (-79%). **È il fotovoltaico nel 2020 a guidare la classifica delle installazioni con 625 MW**, superando appunto l'eolico con 85 MW. Segue l'idroelettrico con 66 MW, mentre le biomasse con 8 MW chiudono la classifica.

È indubbio come un **ruolo importante nella diminuzione delle installazioni l'abbia avuto il Covid-19**. L'impossibilità per diversi mesi di procedere con le attività «sul campo», l'accresciuta **complessità di interagire con la Pubblica Amministrazione e l'oggettivo clima di incertezza associato all'impatto sull'economia, hanno condizionato pesantemente il nostro Paese**.

Tuttavia, **il calo del mercato delle rinnovabili nel nostro Paese è stato, al-**

trettanto indubbiamente, più forte che altrove ed ha mostrato le fragilità del sistema. Da queste fragilità è necessario ripartire, per garantire nel post-Covid un deciso ritorno alla crescita.

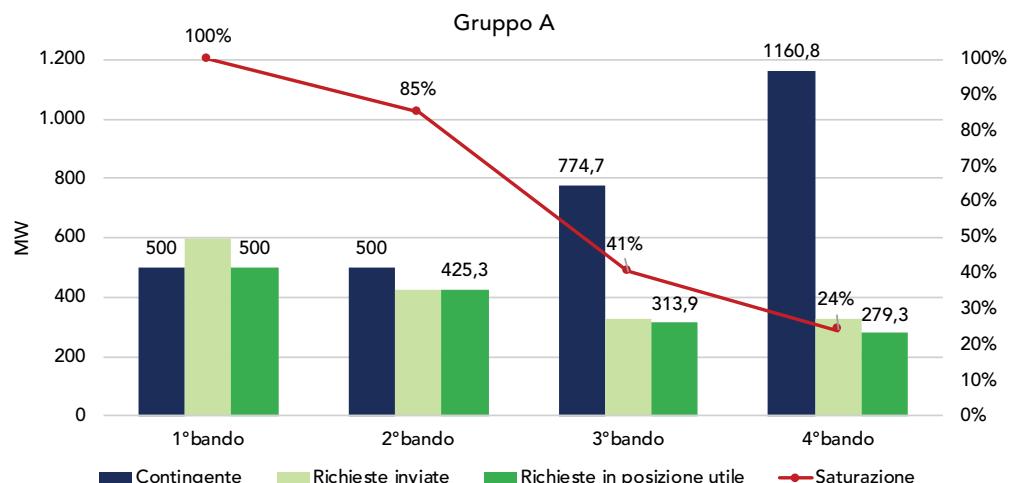
Non è un caso quindi che, **se si guarda all'andamento delle aste per i grandi impianti nel nostro Paese, ed in particolare ai nuovi impianti eolici e fotovoltaici, si assiste ad un calo "drammatico" nel coefficiente di saturazione del contingente messo a disposizione, dal 100% del primo bando (del 30 ottobre 2019) al 24% del quarto bando conclusosi da poco.** E con il poco lusinghiero risultato di aver aumentato, anziché ridurli come previsto dal meccanismo "competitivo", i prezzi medi di assegnazione.

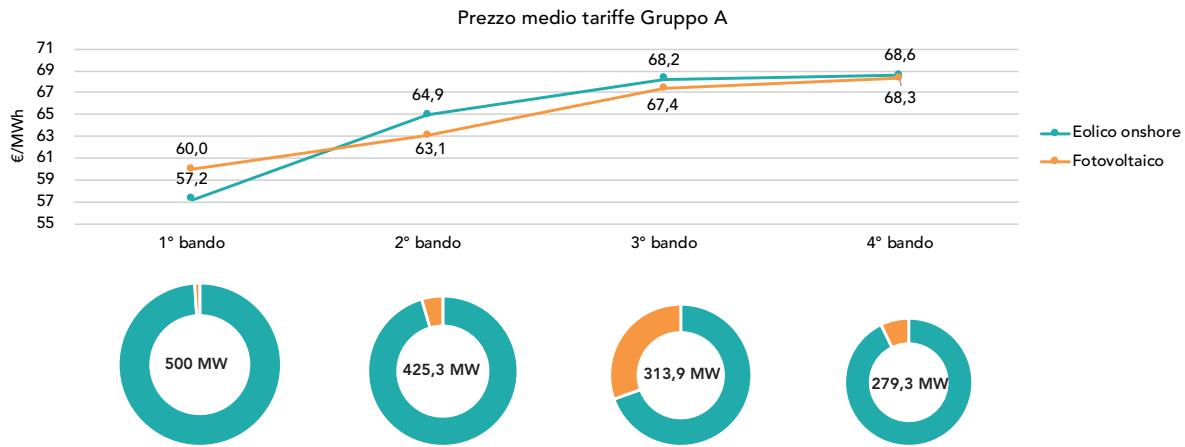
Per tutti i dettagli relativi alle diverse "finestre temporali" e alle tipologie di

installazioni si rimanda al capitolo 1 del Rapporto, dove il tema è approfondito con dovizia di particolari, rappresentando crediamo un repository di dati di assoluto valore per chi opera in questi compatti. Ai fini di questo *summary* basti invece, associato al commento di cui sopra, la rappresentazione grafica che viene qui di seguito.

Aste e Registri erano nati per regolare, in un contesto di stimolo della competizione, gli strumenti di incentivazione per le installazioni a rinnovabili, traghettando progressivamente il sistema verso condizioni puramente di mercato.

Una scelta a dire il vero **in linea con**





quanto fatto anche a livello europeo, con due differenze però, e certo non trascurabili: (i) in Italia il tasso di saturazione delle aste per gli impianti di più grande taglia risulta più basso di quanto fatto registrare in altri Paesi europei e, di conseguenza, i prezzi

medi di offerta sono risultati più alti; (ii) lo sviluppo dei meccanismi di mercato (PPA) risulta essere ancora deficitario rispetto ad alcuni altri Paesi europei.

Il combinato disposto dei due punti

precedenti, fa sì che l'**andamento delle installazioni di grande taglia sia stato decisamente penalizzato**.

Il potenziale dell'innovazione tecnologica: le prestazioni attese per le rinnovabili

Se il mercato in Italia – a differenza di quanto avviene in Europa e nel Mondo – sta facendo segnare il passo, non altrettanto si può dire dell'evoluzione tecnologica associata alle rinnovabili, in particolare fotovoltaico ed eolico, al quale è dedicato un approfondimento speciale nel nostro Rapporto.

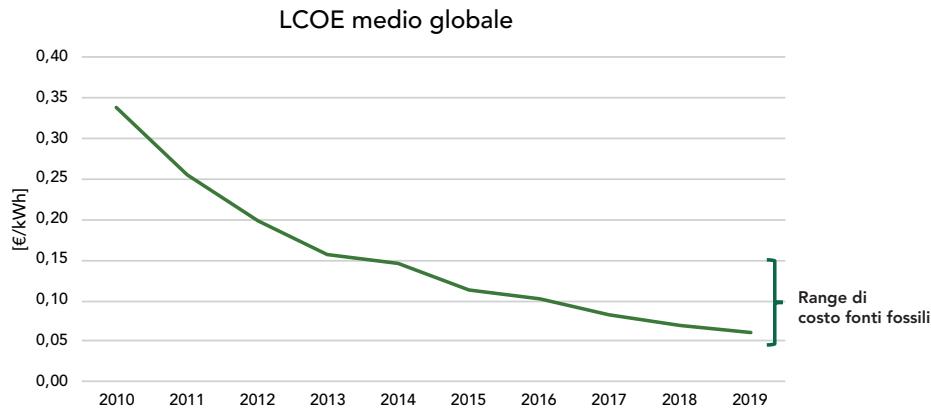
La presenza di investimenti importanti e l'identificazione della traiettoria della decarbonizzazione, infatti, ha decisamente spinto anche lo sviluppo di soluzioni tecnologiche più competitive dal punto di vista dei costi (o meglio del

rapporto costi/prestazioni) e quindi in grado di abilitare mercati "solo" di rinnovabili.

La diminuzione del costo degli impianti fotovoltaici, e di conseguenza dell'energia da essi prodotta, sta proseguendo in maniera decisa, raggiungendo quindi **valori di costo ormai competitivi con le fonti fossili**. Anche se il valore **dell'LCOE (Levelized Cost of Energy**, ossia il costo al kWh prodotto) **è fortemente condizionato dal contesto di mercato specifico**, è altrettanto indubbio che la discesa intrapresa nei costi di produzione di energia da fotovoltaico sia stata (e sia per il futuro) **sostenuta da una significativa evoluzione della tecnologia**.

Il costo dell'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici è principalmente condizionato dal costo della tecnologia





(in contrapposizione a ciò che accade per le fonti fossili, fortemente influenzate dal costo del fuel), ed in particolare da quello dei moduli fotovoltaici e dei materiali che li compongono. Le **principali novità tecnologiche** degli ultimi anni sono analizzate **per fase di design del pannello fotovoltaico** e dell'impianto nel suo insieme, evidenziando

le **alternative attualmente a mercato e le implicazioni**, in termini di costo e prestazioni, **delle diverse scelte progettuali**.

Lasciando al lettore gli approfondimenti, contenuti nel Rapporto, è qui possibile evidenziare come, grazie alle tecnologie attualmente in fase di svi-



luppo ed implementazione, **si preveda di raggiungere nel medio periodo un livello di costo dei moduli inferiore a 20 cent/W a fronte di un incremento nell'efficienza fino al 22,5%.**

La portata del cambiamento prestazionale non va solo misurata sul nuovo installato, ma anche sulla possibilità di applicarlo agli impianti esistenti, attraverso interventi di **revamping e repowering**. Già oggi, ad esempio nel nostro Paese, considerando che il parco

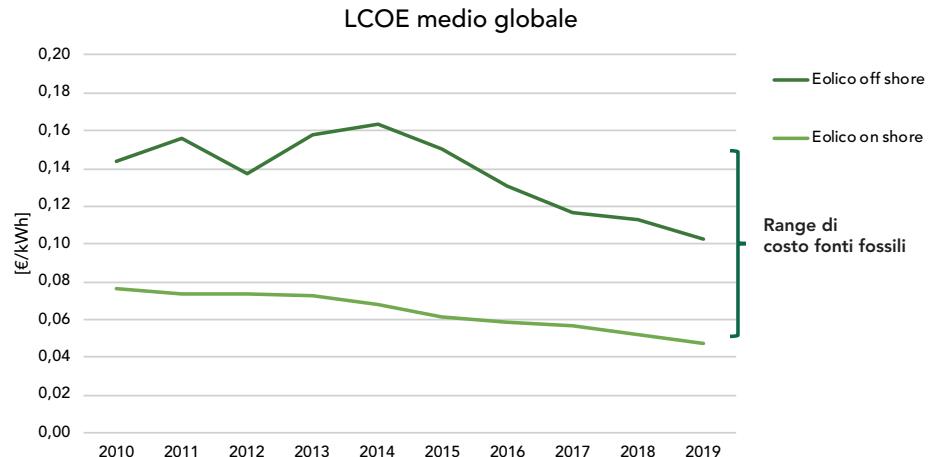
installato in Italia è composto per la maggior parte da impianti installati nel 2011/2012, un intervento di repowering applicato ad un impianto installato nel 2012 permetterebbe di raggiungere un notevole aumento della produzione del sito, in alcuni casi anche superiore al 50-70% (a seconda delle condizioni dell'impianto preesistente e grazie alla possibilità di incrementare la potenza installata a parità di superficie).

In maniera analoga a quanto visto per il

fotovoltaico, anche per l'eolico, LCOE sta diminuendo, andando ad attestarsi ampiamente all'interno del range di costo dell'energia prodotta da fonti fossili. Anche il costo dell'energia prodotta da impianti eolici onshore mantiene un andamento di decrescita costante, anche se più contenuta.

Anche in questo caso è evidente come

l'evoluzione tecnologica ci offre delle opportunità di ulteriore efficientamento. La ricerca degli ultimi anni ha portato un'accelerata evoluzione verso torri più grandi e turbine più potenti, con materiali e profili ottimizzati. Ciò ha portato a raggiungere migliori efficienze e una progressiva diminuzione dei costi di funzionamento e manutenzione. Se si immagina di applicare questa



evoluzione tecnologica ad un contesto di installato come quello italiano, con una grandissima diffusione di turbine di taglia inferiore ai 2 MW, appare evidente il potenziale di rilancio della produzione da rinnovabili.

I "nodi" del contesto italiano: le sfide per la ripartenza

Come mai il mercato italiano sembra essere meno propenso degli altri grandi mercati, anche in Europa, a crescere e ad innovarsi? **Le ragioni però di questa situazione sono più profonde e preesistenti alla pandemia e riguardano, come messo in evidenza dalla interazione con i nostri Partner, due "nodi" chiave** connessi al framework normativo e regolatorio:

- **le difficoltà di ottenimento del titolo autorizzativo, prerequisito necessario per l'accesso ad aste e registri** e, in generale, per effettuare

investimenti in nuovi impianti o in interventi di repowering;

- **la necessità**, soprattutto per gli impianti di maggiori dimensioni, di **occupazione di suolo**, al momento fortemente limitata in alcune regioni specifiche da regolamenti ostativi ad un utilizzo del suolo agricolo per le installazioni di impianti rinnovabili. Nonostante, infatti, sia senz'altro da riconoscere l'importanza della **tutela del suolo**, il tema non può essere affrontato correttamente se non **soppesandolo rispetto alla necessità di decarbonizzazione**, cui la produzione di energia da rinnovabili risponde.

Se si prendono in esame, grazie ai dati elaborati da Elemens, **l'andamento delle istanze di Autorizzazione Unica** (ossia il provvedimento necessario per l'autorizzazione di impianti al di sopra di 60 kW per l'eolico e 20 kW per il PV



che passa attraverso la Conferenza dei Servizi ed eventualmente anche per la Valutazione di Impatto Ambientale) **dal 2016 al 2020 si nota una crescita estremamente sostenuta, passando da meno di 100 MW nel 2016 a circa 7,9 GW nel 2020 per l'eolico e 13 GW per il fotovoltaico sempre nel 2020.**

Se si confronta questo dato con le effettive installazioni ci si rende conto che, anche considerando quelle casistiche in cui l'autorizzazione sia solo «preventiva» (ossia non abbia alle spalle effettivamente un soggetto in grado di realizzare l'investimento), è evidente come il potenziale inespresso del mercato sia molto elevato.

Dov'è il problema allora? Nel fatto che il forte incremento delle richieste non si è tradotto in un aumento del tasso di rilascio delle autorizzazioni

stesse, che nel solo 2020, sempre secondo i dati elaborati da Elemens, **hanno superato a malapena i 500 MW.**

Oltre a rallentare lo sviluppo del mercato, questo andamento delle autorizzazioni, ha anche un impatto di costo non trascurabile, rappresentando una significativa inefficienza del mercato. Le lungaggini autorizzative, infatti, spingono ad avere meno impianti concorrenti nelle aste; tema questo di cui si è già data evidenza. Se si prendino in considerazione i **circa 480 MW di capacità eolica che negli ultimi due bandi del Gruppo A si sono aggiudicati una tariffa media pari a 68 €/MWh** e si ipotizza una produzione di 2.400 ore equivalenti annue, il **costo netto per la controparte pubblica si attesta sui 17,1 mln€/anno** (nell'88% delle ore il prezzo zonale dell'area CSUD presa a riferimento è risultato inferiore a 68 €/

MWh), che diventano circa 342 mln€ se si valuta l'intera durata del periodo di incentivazione (20 anni) con un andamento costante dei prezzi zonali.

Se la stessa capacità fosse stata assegnata a 57 €/MWh (prezzo medio assegnato nel primo bando agli impianti eolici) il costo netto annuale per la controparte pubblica sarebbe stato pari a 4,5 mln€/anno e quello su 20 anni pari a 89,7 mln€.

Infine, è opportuno ricordare che questo andamento delle autorizzazioni si trascina due ulteriori problematiche: (i) la difficoltà di pianificazione (si pensi ad esempio al reperimento dei capitali necessari) e di valutazione (si pensi a quanto si modifichino le condizioni di remunerazione nel volgere di 4 o 5 anni) degli investimenti da parte degli operatori; (ii) la difficoltà di pia-

nificazione territoriale e di monitoraggio effettivo dell'andamento del mercato delle installazioni, anche da parte di quelle Pubbliche Amministrazioni (ad esempio su scala Regionale) che vogliono intervenire per indirizzare gli operatori con l'obiettivo di ottenere la tipologia e la quantità di installato da rinnovabili che è necessario fare.

L'altro tema, richiamato in precedenza, riguarda l'effettiva possibilità – soprattutto per il fotovoltaico – di realizzare impianti «a terra», andando ad occupare suolo. Se da un lato, infatti, è ragionevole dare priorità alle installazioni in aree già compromesse, perché frutto di precedenti sfruttamenti (come, ad esempio, le aree dismesse), dall'altro lato è necessario tenere conto del fatto che gli investimenti necessari in questo caso sono maggiori e talvolta sono maggiori anche i tempi necessa-

ri per le autorizzazioni (in un quadro già particolarmente complesso come visto prima).

Riteniamo importante ribadire che l'obiettivo della decarbonizzazione passa inevitabilmente anche per la realizzazione di grandi impianti a fonte rinnovabile e questo, per le caratteristiche morfologiche del nostro Paese, può voler significare utilizzare aree potenzialmente destinabili all'agricoltura.

Non si vuole qui dare nessuna valutazione di prioritizzazione, ma appare quanto mai necessario fornire **qualche strumento di valutazione dell'impatto «reale» delle installazioni da fotovoltaico «a terra»**, senza che questo necessariamente sia trattato come un tabù.

Ponendo come obiettivo il raggiungi-

mento del **target PNIEC riferito al fotovoltaico (+30,6 GW)** e ragionando per estremi, ossia pur ipotizzando di incrementare il parco fotovoltaico **solo tramite impianti di grande taglia installati a terra**, si otterrebbero i seguenti risultati: per l'installazione di 30,6 GW sarebbero necessari circa **460 km²**, che corrispondono a **meno dello 0,5% delle aree agricole utilizzate o a meno del 4% delle aree agricole non utilizzate**.

Nel corso dell'ultimo anno non va negato che siano stati introdotti alcuni provvedimenti che hanno modificato il framework normativo e regolatorio. I principali, che verranno poi presentati in dettaglio nel Rapporto, sono stati: (i) **la semplificazione dell'iter per l'ammodernamento di impianti esistenti** (integrali ricostruzioni, rifacimenti, riattivazioni e potenziamenti); (ii) **la possibilità di accesso ai meccanismi di in-**

centivazione del Decreto FER 1 per gli impianti che non hanno accettato lo Spalma-incentivi volontario; (iii) l'introduzione delle Energy Community nel quadro normativo nazionale; (iv) l'istituzione del nuovo Ministero della Transizione ecologica.

Se si raccolgono in maniera strutturata – come fatto attraverso la nostra indagine empirica, e con il supporto dei partner del Rapporto – le opinioni degli operatori delle rinnovabili in Italia, ci si accorge che la strada intrapresa è sì espansiva, ma non abbastanza coraggiosa.

Il rilancio del mercato delle rinnovabili richiederebbe interventi più «mirati» ad affrontare i veri “nodi” del comparto.

Il contributo delle rinnovabili: la ne-

cessità di ragionare in ottica di mix

Il **dibattito** dovrebbe, a nostro parere, spostarsi sull'efficacia dell'impiego delle risorse e prendere consapevolezza che non da una sola «soluzione», ma da un mix integrato e coerente di provvedimenti normativi, così come da un mix integrato e coerente (per taglia e fonte) di impianti da rinnovabili dipende il futuro del comparto nel nostro Paese.

Al fine di raggiungere gli **obiettivi di decarbonizzazione**, è necessario, lo abbiamo visto più volte, un **forte incremento della potenza installata in Italia**, e ciò deve avvenire attraverso la diffusione di nuovi impianti che sfruttano le diverse fonti rinnovabili disponibili. Inoltre, alla costruzione di nuovi impianti (in ambito **residenziale, C&I o utility-scale**) va affiancata un'a-

zione di **ammodernamento del parco esistente**, sfruttando l'avanzamento tecnologico.

Nel Rapporto si sono analizzati nel dettaglio, con un **focus su eolico e fotovoltaico** (dai quali dipende larga parte del target sulle rinnovabili), i **diversi contributi al raggiungimento degli obiettivi di diverse configurazioni di impianto**. In altre parole, **si è provato a «qualificare» gli ingredienti ideali della ricetta del futuro delle rinnovabili in Italia. Una ricetta che**, come più volte discusso, **parallelamente alle nuove installazioni consideri come necessaria un'attenta gestione dell'installato attuale**, attraverso la costante manutenzione degli impianti e il ricorso ad interventi di revamping o repowering degli impianti che lavorano con prestazioni inferiori rispetto al loro potenziale.

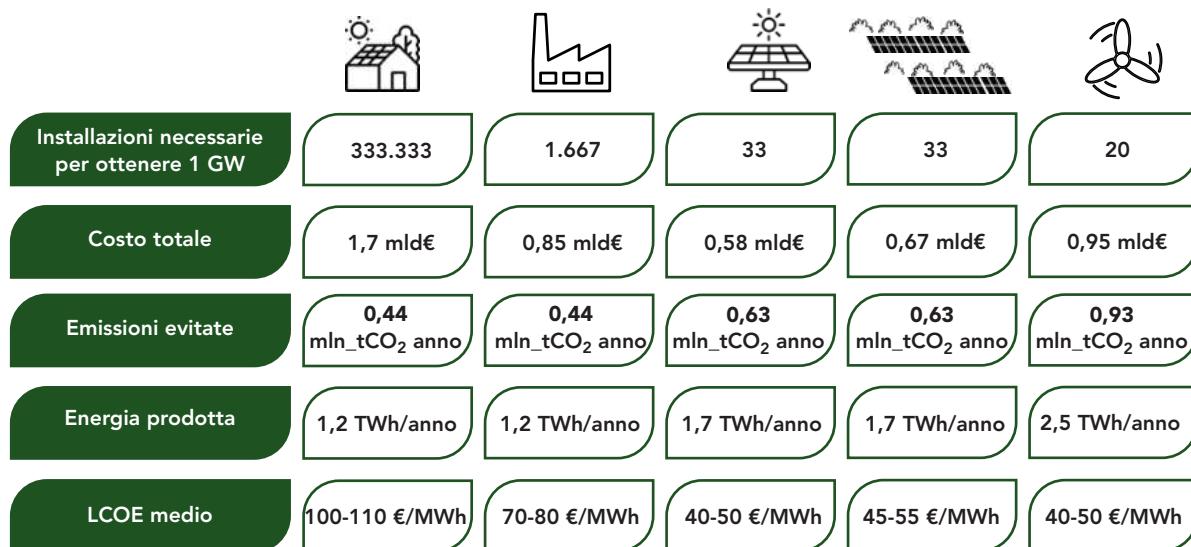
Nelle tabelle successive sono **riassunti sinteticamente i risultati derivanti dall'analisi svolta per gli impianti green field e per il revamping nell'ipotesi di incremento di 1 GW di potenza installata per ciascuna tipologia**.

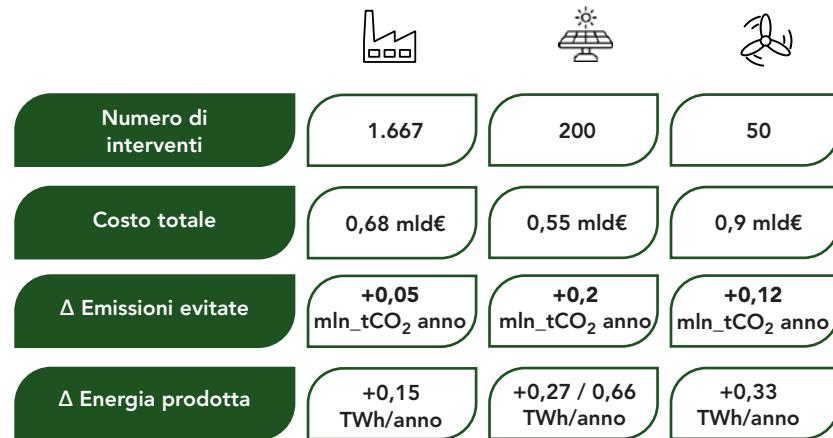
Gli interventi sugli impianti esistenti sono spesso rappresentati da **repowering**, in quanto grazie all'avanzamento tecnologico si riesce ad installare una potenza maggiore rispetto a quella dell'impianto preesistente nella medesima area. Ciò consente di sfruttare a pieno le potenzialità del sito ottenendo, nel caso di **repowering di 1 GW di potenza fotovoltaica fino a 1,35 TWh/anno di incremento dell'energia prodotta** rispetto al caso pre-intervento e fino a **2,2 TWh/anno per il medesimo intervento su 1 GW di potenza eolica**. Rispettivamente, i due interventi comportano una **riduzione delle emissioni**

pari a 0,5 e 0,8 mln_tCO₂/anno.

Appare di tutta evidenza che **non esista una soluzione dominante sulle altre**, non solo perché – come è evidente

– bisogna tenere conto delle effettive **potenzialità del sito** (in termini di **ventosità o irraggiamento**), ma anche e soprattutto perché **diversi e complementari possono essere gli obiettivi**





di efficacia delle installazioni.

È possibile dare più rilevanza alle installazioni che hanno maggiori ricadute territoriali, in termini di numerosità di impianti (e quindi di squadre di installazione sul territorio) e/o di sfruttamento di superfici già esistenti.

È possibile dare più rilevanza alle **installazioni che garantiscono lo sfruttamento delle aree già infrastrutturate** (come nel caso del *revamping* e *repowering*) e/o che si collegano ad **unità di consumo significative** (e quindi possono essere sfruttate anche in ottica di flessibilità).

È possibile dare più rilevanza alla **riduzione di emissioni o alla efficacia di generazione elettrica, puntando sulla dimensione degli impianti e sulla loro collocazione «ideale» in termini di sfruttamento della risorsa (sole o vento).**

È fondamentale ragionare sui “numeri” (e senza preconcetti) per definire un mix che sia il più adeguato possibile.

L'occasione del PNRR e la costruzione dello scenario “auspicabile” per le rinnovabili in Italia

Il Piano Nazionale di Ripartenza e Re-

silienza mette a disposizione del comparto delle rinnovabili, nell'orizzonte 2021-2026, un totale di 5,9 mld€, suddivisi come indicato in tabella.

Sono sufficienti queste risorse?

Per rispondere a questa domanda si sono costruiti, nell'ultimo capitolo del Rapporto, diversi scenari di sviluppo possibile.

È necessario partire da una presa di coscienza chiara. La proiezione dell'attuale tasso di installazione non porterebbe a risultati soddisfacenti sul medio periodo. Concentrandoci

| Incremento della quota di energia prodotta da FER | Risorse [mld€] |
|--|----------------|
| Sviluppo agro-voltaico | 1,1 |
| Promozione rinnovabili per le Comunità Energetiche e l'autoconsumo | 2,2 |
| Promozione impianti innovativi (incluso off-shore) | 0,68 |
| Sviluppo biometano | 1,92 |

su fotovoltaico ed eolico e **prendendo come riferimento le installazioni dell'ultimo triennio, infatti, si raggiungerebbe un parco installato al 2030 di circa 41,7 GW**, di cui 27,5 GW di fotovoltaico e 14,2 GW di eolico.

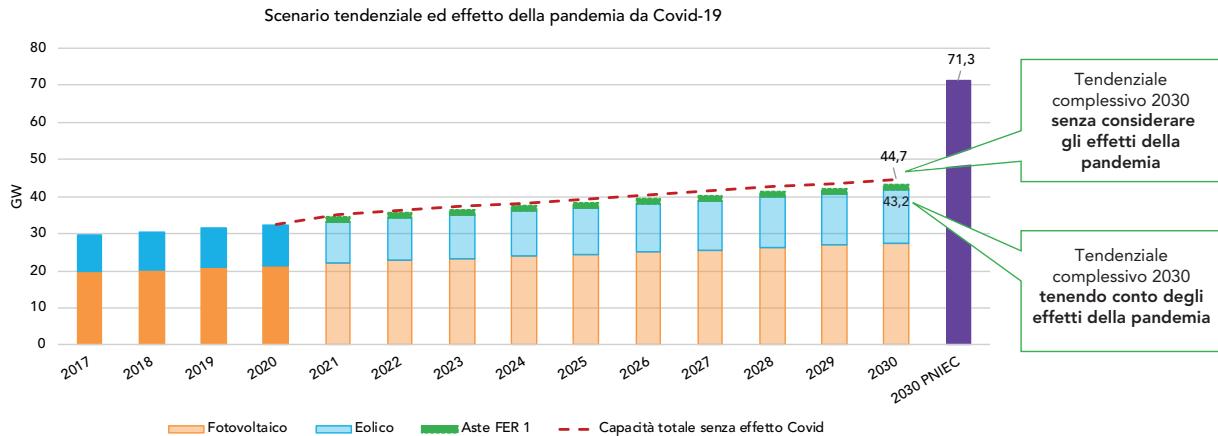
Il quadro non cambia significativamente se si aggiunge l'impatto – considerandolo comunque additivo – dell'entrata in esercizio degli impianti che hanno partecipato con successo alle aste del Decreto FER-1. **Se si considera anche questo contributo, l'effetto complessivo atteso al 2030 è di raggiungere un installato complessivo da rinnovabili di 43,2 GW, solo il 61% dell'obiettivo PNIEC.**

L'effetto di rallentamento della pandemia c'è stato, ma – come mostra il grafico – è quantificabile in poco più di 1,5 GW di potenza installata al 2030. Anche ipotizzando di eliminare l'effetto

l'effetto, lo scenario tendenziale darebbe risultati solo leggermente migliori, ma **comunque lontani dagli obiettivi**. La riduzione delle installazioni per effetto del Covid pesa per 2 punti percentuali sull'obiettivo PNIEC al 2030, rilevante ma non certo determinante rispetto agli altri temi evidenziati.

Anche volendo prendere in esame questo contributo, tuttavia, non si andrebbe al 2030 oltre i 3,24 GW complessivamente installati, ossia attestandosi comunque attorno all'8% dell'obiettivo PNIEC ancora da conseguire. Se preso, quindi, per la sola componente investimenti è evidente che il PNRR da solo non è in grado di imprimere l'accelerazione necessaria al comparto delle rinnovabili.

Il quadro non è molto confortante a dire il vero, soprattutto se si considera che per l'obiettivo di completa de-



carbonizzazione, sarebbe necessario per l'Italia (prendendo a riferimento gli scenari contenuti nella "Long term strategy"), soddisfare un fabbisogno di 650 TWh con generazione rinnovabile al 95-100%, con un ruolo preponderante di fotovoltaico (circa 200 GW) ed eolico (circa 50 GW). Se si prende questa prospettiva la distanza da compiere sembra ancora più proibitiva. E tuttavia ap-

pare un percorso ineludibile, se si vuole immaginare un futuro decarbonizzato, in coerenza peraltro con le azioni intraprese a livello europeo.

Esiste una strada alternativa? La risposta è positiva ed è quella che abbiamo definito nello scenario auspicabile.

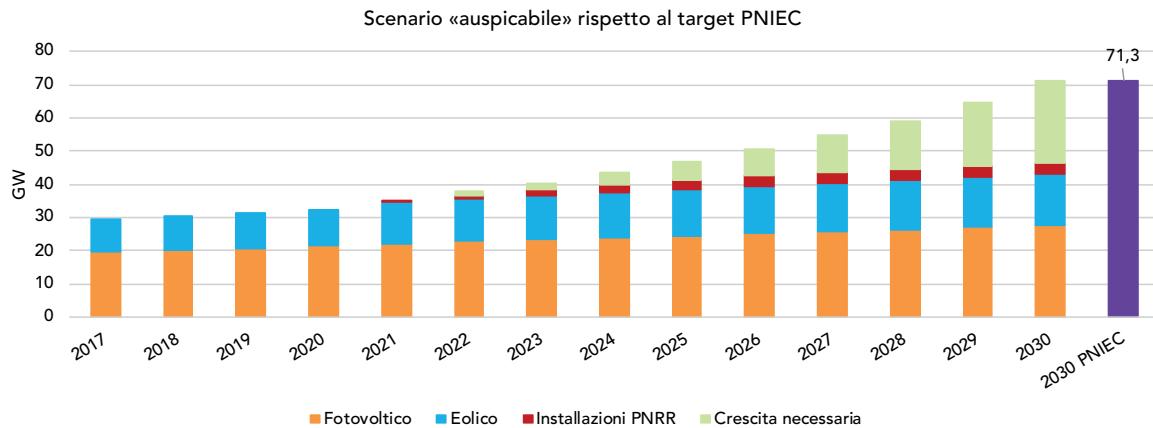
E' questo uno scenario in cui avviene

in primis lo «sblocco» del tema autorizzativo, accompagnato da misure di sostegno indispensabili: (i) **il prolungamento di meccanismi di supporto in continuità con quelli previsti dal FER 1**, che potranno avere un'efficacia maggiore col crescere del numero di impianti in grado di partecipare, e l'introduzione del **FER 2** per le fonti meno mature; (ii) **l'introduzione di obiettivi suddivisi tra le Regioni coerenti con gli obiettivi nazionali, per garantire il giusto coordinamento e indirizzo di pianificazione**, con anche la possibilità di rivedere le limitazioni imposte al consumo di suolo. In questo senso giova ricordare che le varie tipologie di investimento (in impianti residenziali, impianti commerciali o industriali in autoconsumo, impianti utility-scale eolici e fotovoltaici, repowering degli impianti esistenti) presentano diverse peculiarità che portano a necessità specifiche in ottica di ulteriore svilup-

po del mercato, ed ognuna di esse va considerata «strategica» per la riduzione delle emissioni e può e deve entrare in un meccanismo di pianificazione; (iii) **l'avanzamento delle sperimentazioni sull'apertura del MSD e l'introduzione in modo strutturato di nuovi servizi ancillari**, che concorrono alla visibilità di lungo termine di nuove opportunità di investimento, come l'aggiunta di storage accoppiati agli impianti.

Nello scenario auspicabile, rispetto al «tendenziale», l'avvicinamento agli obiettivi PNIEC è quasi garantito, con una crescita complessiva delle installazioni nel periodo pari al 175% (rispetto alle installazioni che si otterrebbero con lo scenario tendenziale al 2030).

Il sistema elettrico risulterà decisamente diverso da quello attuale ma cambierà gradualmente nel corso di tre



decenni, dando modo ai diversi attori coinvolti di adeguarsi progressivamente.

Non va tuttavia dimenticato che **la «transizione ecologica» è il frutto di una precisa scelta politica**, derivante dalla necessità di mitigare l'effetto dannoso sul clima delle emissioni di gas climalteranti, che senza una azione urgente ed efficace porterebbero a danni

ambientali ingenti.

In misura più o meno marcata a seconda dei casi, **l'installazione di impianti ad energia rinnovabile richiederà quindi l'accettazione di inevitabili compromessi** (con riferimento, ad esempio, all'**utilizzo di suolo**, o all'**impatto paesaggistico**) che vanno però **confrontati con i benefici** (non solo ambientali) che generano, come del resto accade per

qualsiasi «opera pubblica».

Solo assumendo questa prospettiva, e disegnando un percorso «politico» concreto di sviluppo per le rinnovabili, saremo in grado di ottenere gli

obiettivi che si è deciso di darsi e, cosa altrettanto importante, non disperderemmo l'enorme potenziale impiantistico, industriale e commerciale, costruito in quasi vent'anni di vita di questo comparto nel nostro Paese.

Davide Chiaroni
Responsabile della Ricerca



Andrea Di Lieto
Project Manager



Paola Boccardo



Federico Frattini
Responsabile della Ricerca



Camilla Troglio



Matteo Bagnacavalli





POLITECNICO
MILANO 1863
SCHOOL OF MANAGEMENT



1

I numeri delle rinnovabili in Italia

Partner



Sponsor



Con il patrocinio di



Obiettivo del capitolo

- Il primo capitolo del Rapporto ha l'obiettivo di:
 - **analizzare l'andamento** nel corso del 2020 delle **installazioni di impianti per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile in Italia**, preceduto da uno sguardo sull'andamento del mercato delle rinnovabili a livello globale;
 - **studiare la distribuzione per taglia della nuova potenza installata** in ciascuna fonte, valutandone l'evoluzione nel tempo;
 - **valutare l'ammontare complessivo degli investimenti effettuati in Italia** per ciascuna fonte nel corso dell'ultimo anno;
 - **analizzare gli esiti** dei meccanismi incentivanti **Aste e Registri**.

Indice capitolo

L'andamento delle installazioni

Il Fotovoltaico in Italia

L'Eolico in Italia

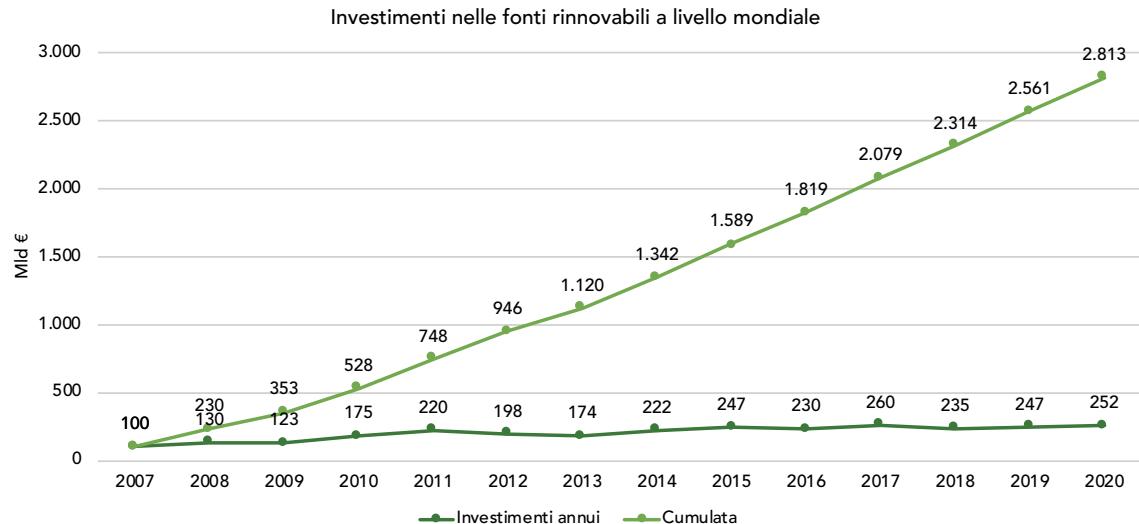
Le altre Rinnovabili in Italia

Aste e Registri: Il quadro dei meccanismi di supporto alle Rinnovabili in Italia

FOCUS: I risultati di dettaglio del terzo e quarto bando del Decreto FER 1

Gli investimenti globali in rinnovabili

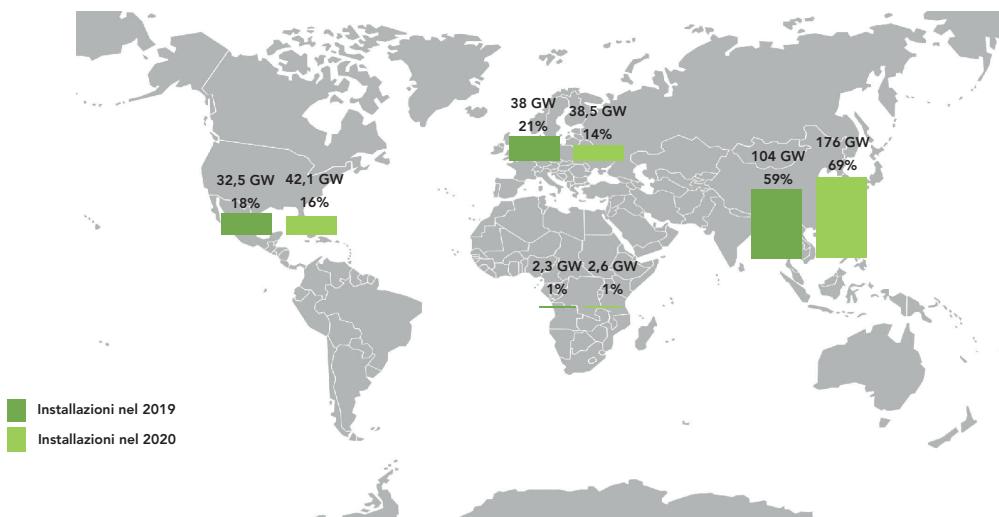
- Nel **2020** sono stati investiti per la realizzazione di nuovi impianti da fonti rinnovabili **oltre 250 miliardi di € a livello globale**, in linea con quanto avvenuto nel corso del **2019**, nonostante l'esplosione della pandemia da Covid.



Fonte: BloombergNEF, 2021

Le installazioni globali di rinnovabili

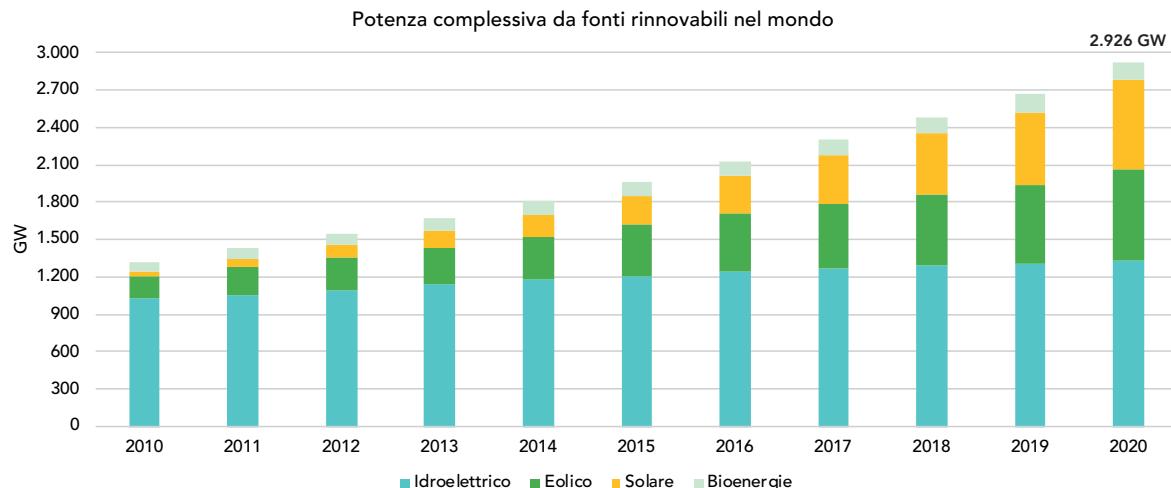
- La figura seguente sintetizza la variazione delle installazioni degli ultimi due anni suddivise **per area geografica**.



Fonte: IRENA, 2021

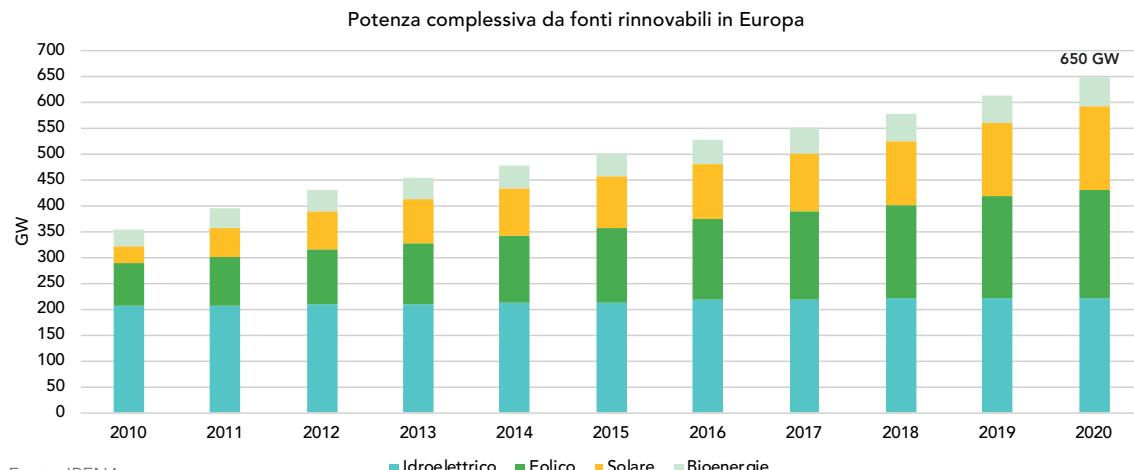
Le rinnovabili nel mondo: L'andamento della capacità installata per le diverse fonti

- Le rinnovabili nel mondo mostrano un andamento di sostanziale crescita nel decennio 2010-2020. La **crescita** con il tasso più rapido si evidenzia nell'energia da fonte **solare**, che è passata da una capacità installata di **41,5 GW** nel **2010** ad oltre **713 GW** nel **2020**. L'**idroelettrico** rimane però la fonte con la maggior capacità installata totale, superando i **1.330 GW** nel **2020**.



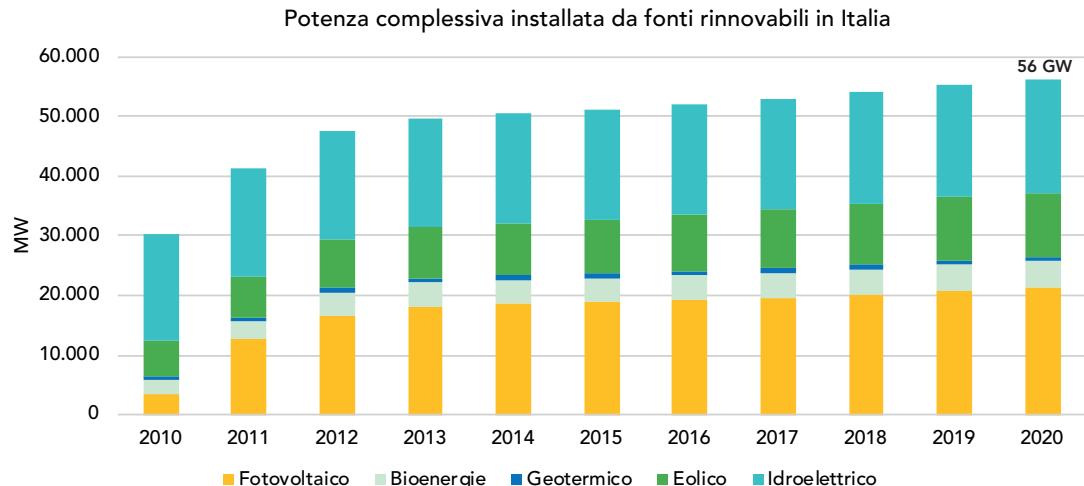
Le rinnovabili in Europa: L'andamento della capacità installata per le diverse fonti

- Analizzando la capacità installata di rinnovabili a livello europeo, si evidenzia una crescita significativa sia nell'energia **eolica** (che ha raggiunto **208 GW totali** nel **2020**) che in quella **fotovoltaica** (163 GW totali nel 2020) nel periodo 2010-2020. Anche in questo caso è **l'idroeletrico** a rappresentare il valore assoluto più alto in termini di GW installati, raggiungendo **222 GW** nel **2020**, ma mantenendo un trend stabile nel corso del decennio.



Le rinnovabili in Italia: L'andamento della capacità installata per le diverse fonti

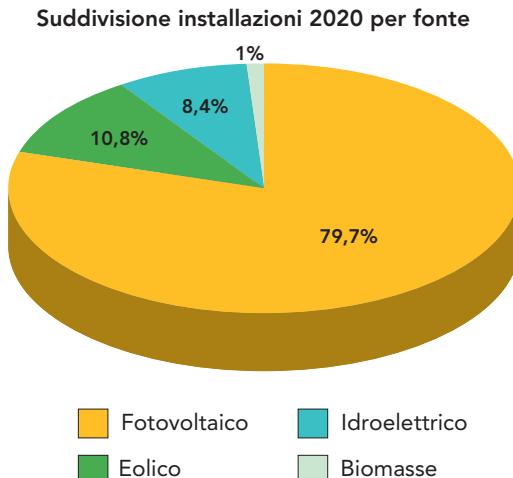
- La nuova potenza da rinnovabili installata nel corso del 2020 è stata di 784 MW, di circa 427 MW inferiore rispetto a quella installata nel corso dello stesso intervallo del 2019 (-35,4%). Una diminuzione trainata fortemente dalle installazioni eoliche, passate da 413 MW del 2019 a 85 MW nel 2020 (-79%).
- Complessivamente la potenza installata da rinnovabili allo stato attuale supera i 56 GW.



Fonte: ANIE Rinnovabili

La potenza installata da rinnovabili in Italia nel 2020: Il quadro delle fonti

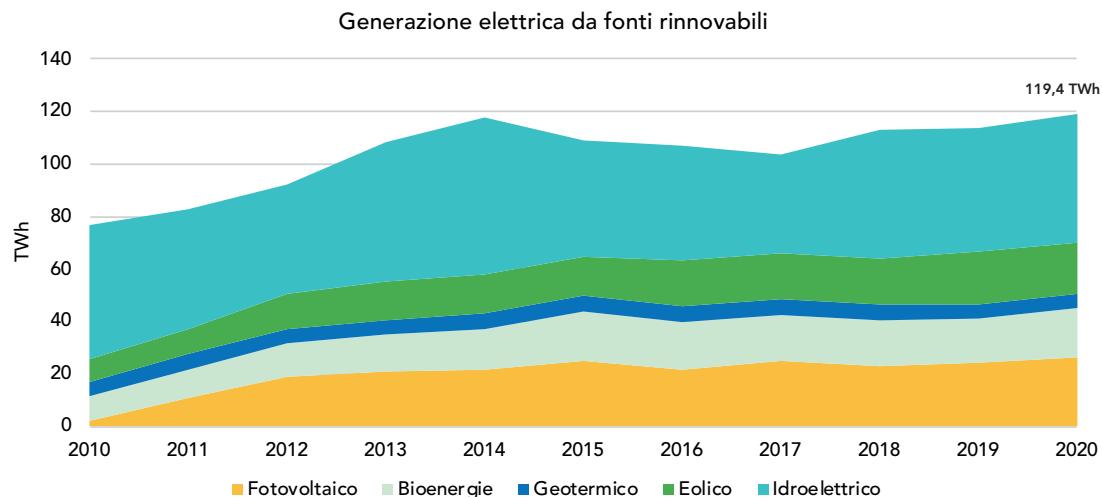
- I 1784 MW di potenza installata nel 2020 sono suddivisi tra le diverse fonti come indicato nel grafico. È il **fotovoltaico** nel 2020 a guidare la classifica delle installazioni con **625 MW**, superando l'**eolico** con **85 MW**. Segue l'idroelettrico con **66 MW**, mentre le biomasse con **8 MW** chiudono la classifica.



Fonte: ANIE Rinnovabili

L'andamento della produzione elettrica da rinnovabili in Italia dal 2010 al 2020

- Nel 2020 le rinnovabili hanno prodotto 119,4 TWh. Rispetto al 2019 si registra una crescita del 8,2% della generazione fotovoltaica e del 5% della generazione idroelettrica, a fronte di una diminuzione dell'eolico (-4,43%).



La potenza da rinnovabili installata in Italia nel 2020: un quadro d'assieme

- L'anno **2020** è stato caratterizzato da una **diminuzione complessiva** delle installazioni rispetto al 2019, pari al **-35% in termini di capacità**.
- Così come nel 2019, il primato delle installazioni nel 2020 resta al fotovoltaico, con 624 MW di nuovi impianti (-15% rispetto al 2019), mentre una forte riduzione è stata registrata nelle **installazioni eoliche, diminuite del 79%** (85 MW del 2020 contro i 414 MW del 2019). Prosegue il trend di diminuzione delle bioenergie, con 8 MW installati nel 2020, contro i 20 MW del 2019. In crescita invece l'idroelettrico con 66 MW di nuove installazioni (+60% rispetto al 2019).
- È indubbio come un **ruolo importante nella diminuzione delle installazioni** l'abbia avuto il **Covid-19**. L'impossibilità per diversi mesi di procedere con le attività «sul campo», **l'accresciuta complessità di interagire con la Pubblica Amministrazione e l'oggettivo clima di incertezza associato all'impatto sull'economia, hanno condizionato pesantemente il nostro Paese**.
- Tuttavia, come mostra invece l'andamento delle installazioni a livello mondiale ed europeo (si veda anche oltre per un confronto più puntuale dei diversi Paesi), **il calo del mercato delle rinnovabili nel nostro Paese è stato più forte che altrove ed ha mostrato le fragilità del sistema. Da queste fragilità** – che verranno approfondite nelle sezioni dedicate alle singole fonti rinnovabili del Rapporto – **è necessario ripartire, per garantire nel post-Covid un deciso ritorno alla crescita**.

Indice capitolo

L'andamento delle installazioni

Il Fotovoltaico in Italia

L'Eolico in Italia

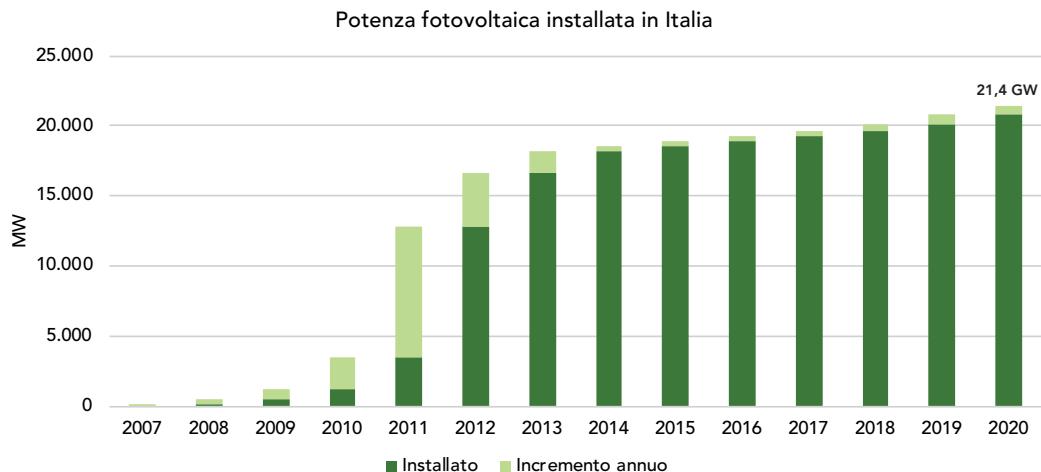
Le altre Rinnovabili in Italia

Aste e Registri: Il quadro dei meccanismi di supporto alle Rinnovabili in Italia

FOCUS: I risultati di dettaglio del terzo e quarto bando del Decreto FER 1

Il Fotovoltaico in Italia: La potenza installata nel 2020

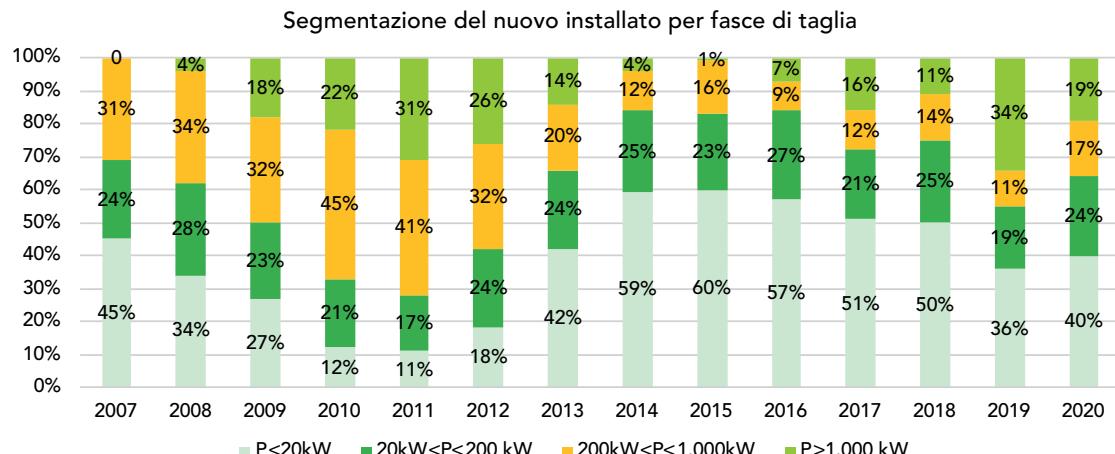
- Il volume complessivo di potenza fotovoltaica installata è di circa **21.470 MW**, grazie alla **nuova potenza installata pari a 625 MW**, di cui oltre **100 MW** nel solo mese di agosto. Si registra inoltre una **riduzione del 15%** della capacità installata tra il 2019 e il 2020.



Fonte: ANIE Rinnovabili

Il Fotovoltaico in Italia: La segmentazione per taglia di impianto

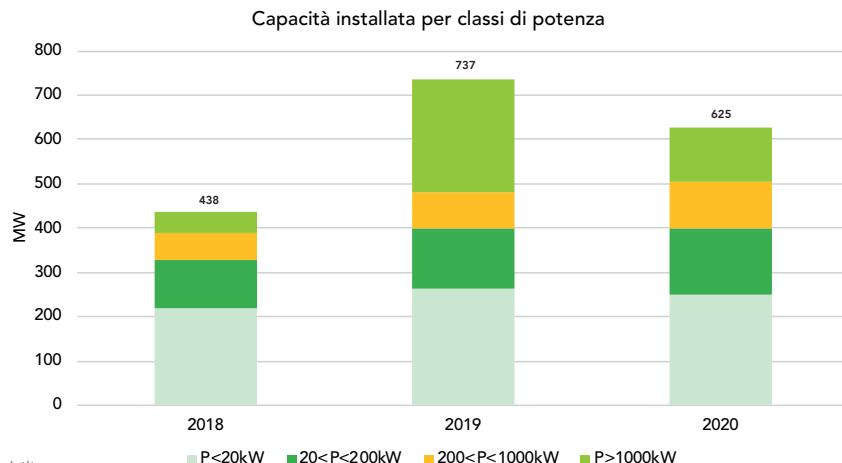
- I dati del 2020 confermano la tendenza di **ritorno agli impianti di media e grande taglia a discapito del settore residenziale**, che comunque resta ancora predominante, anche per potenza installata, sul mercato primario.



Fonte: ANIE Rinnovabili

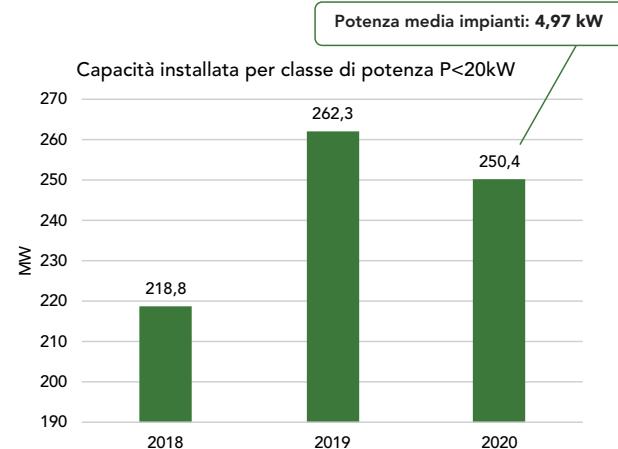
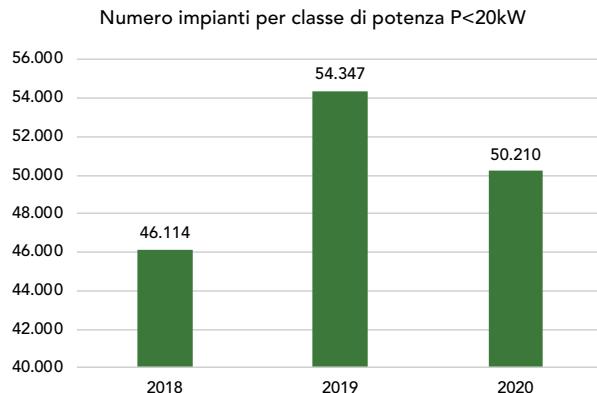
Il Fotovoltaico in Italia: La segmentazione per taglia di impianto

- Analizzando la potenza totale installata per le diverse classi di potenza negli anni **2018, 2019 e 2020** per il fotovoltaico, è possibile notare un forte **incremento** degli impianti utility scale nel 2019, rallentati poi nel corso del 2020.
- Nelle slide che seguono si fornisce un ulteriore dettaglio per classe di potenza, dell'andamento delle installazioni in numero e potenza.



Il Fotovoltaico in Italia: La segmentazione per taglia di impianto

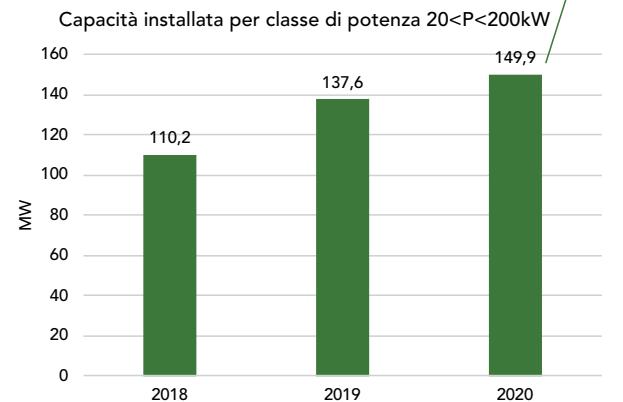
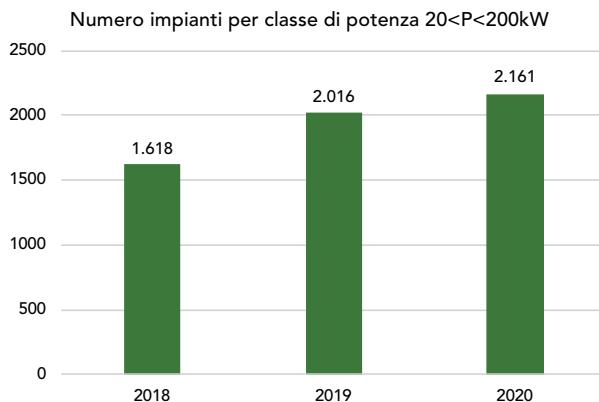
- Affiancando il **numero** degli impianti fotovoltaici installati e i relativi **MW** per la classe di potenza minore di **20 kW**, si evidenzia un **calo** delle installazioni tra il 2019 e il 2020, che va ad **interrompere** il trend di **crescita** evidenziato tra il 2018 e il 2019.



Fonte: ANIE Rinnovabili

Il Fotovoltaico in Italia: La segmentazione per taglia di impianto

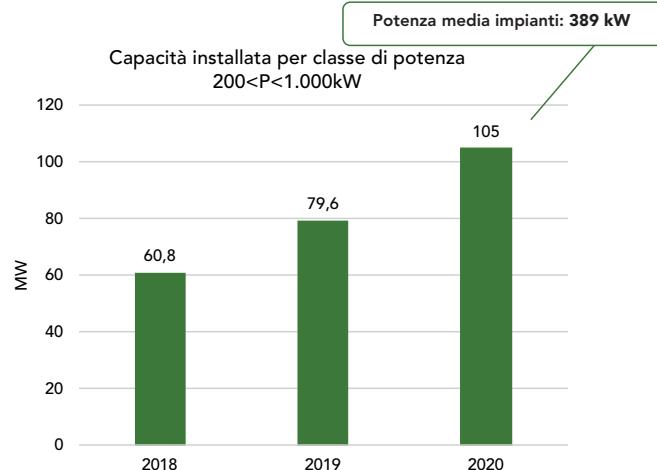
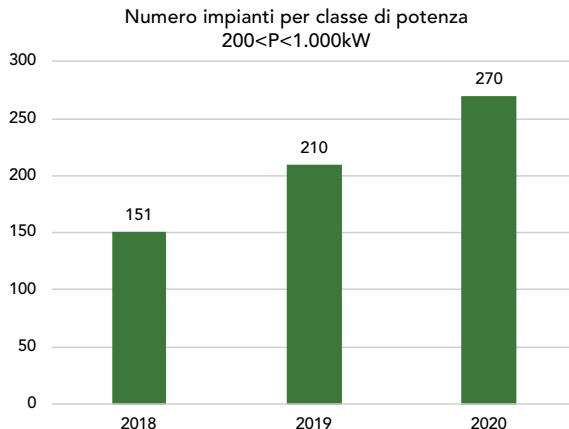
- Anche riguardo gli impianti di potenza compresa fra **20 e 200 kW** si evidenzia una crescita nel 2019 e si può osservare che le installazioni del 2020 hanno **superato il totale del 2019**.



Fonte: ANIE Rinnovabili

Il Fotovoltaico in Italia: La segmentazione per taglia di impianto

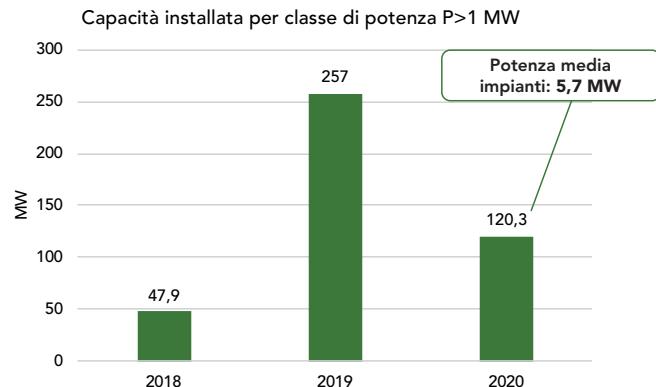
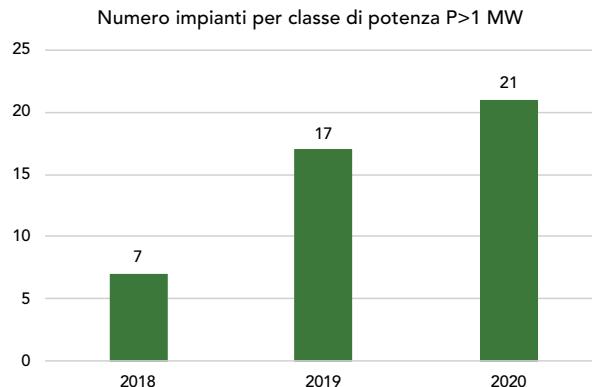
- Inoltre, analizzando il numero e la capacità di **impianti installati** per la classe di potenza $200 < P < 1.000 \text{ kW}$, si nota una **crescita** continua nell'arco dei tre anni considerati per quanto riguarda la capacità installata totale. Si conferma la crescita di questa fascia di potenza nel 2020.



Fonte: ANIE Rinnovabili

Il Fotovoltaico in Italia: La segmentazione per taglia di impianto

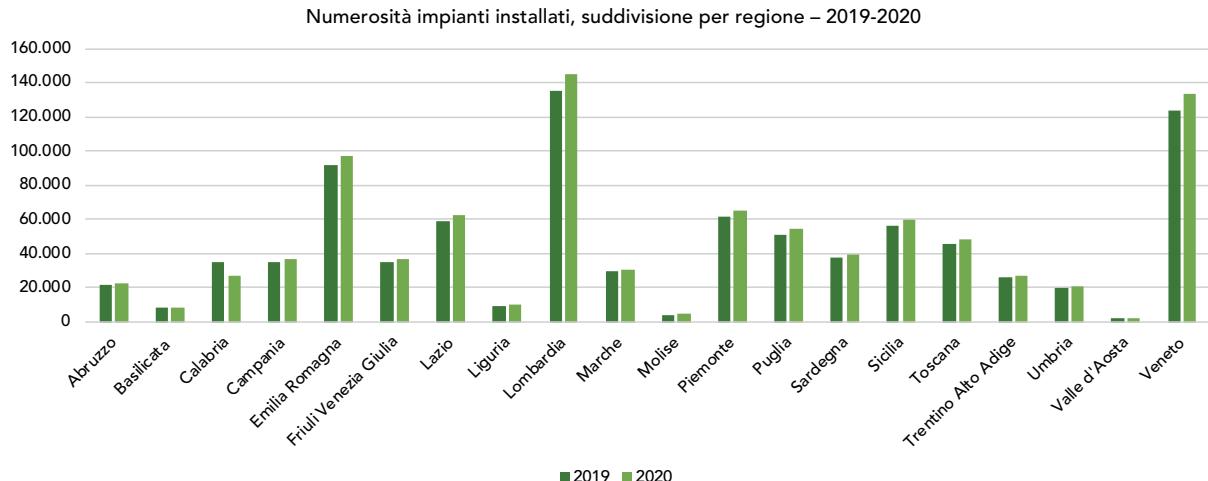
- Infine, analizzando il numero e la capacità di **impianti installati** per la classe di potenza **superiore a 1 MW**, si nota una **crescita** continua nell'arco dei tre anni considerati per quanto riguarda il numero di impianti, mentre si evidenzia una diminuzione dei MW installati nel 2020, sintomo di una inferiore taglia media degli impianti.



Fonte: ANIE Rinnovabili

Il Fotovoltaico in Italia: Distribuzione degli impianti tra le regioni italiane

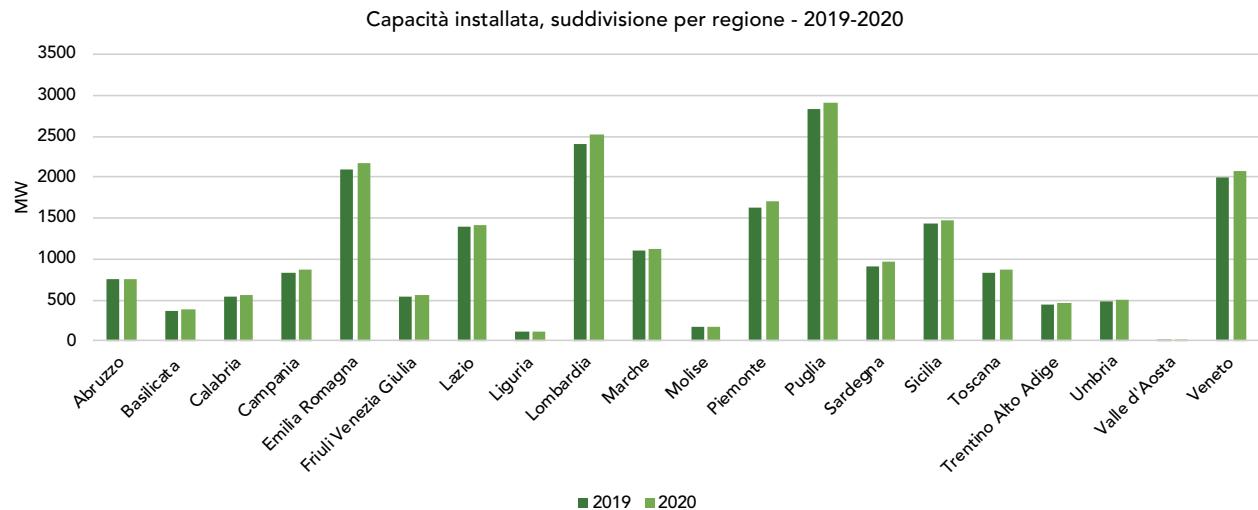
- Confrontando il **numero di impianti** installati nelle diverse regioni tra il **2019** e il **2020**, si evidenzia una **crescita moderata** del totale in quasi ognuna di esse, fatta eccezione per la Calabria in cui si nota un leggero calo.



Fonte: Terna

Il Fotovoltaico in Italia: Distribuzione della capacità installata tra le regioni italiane

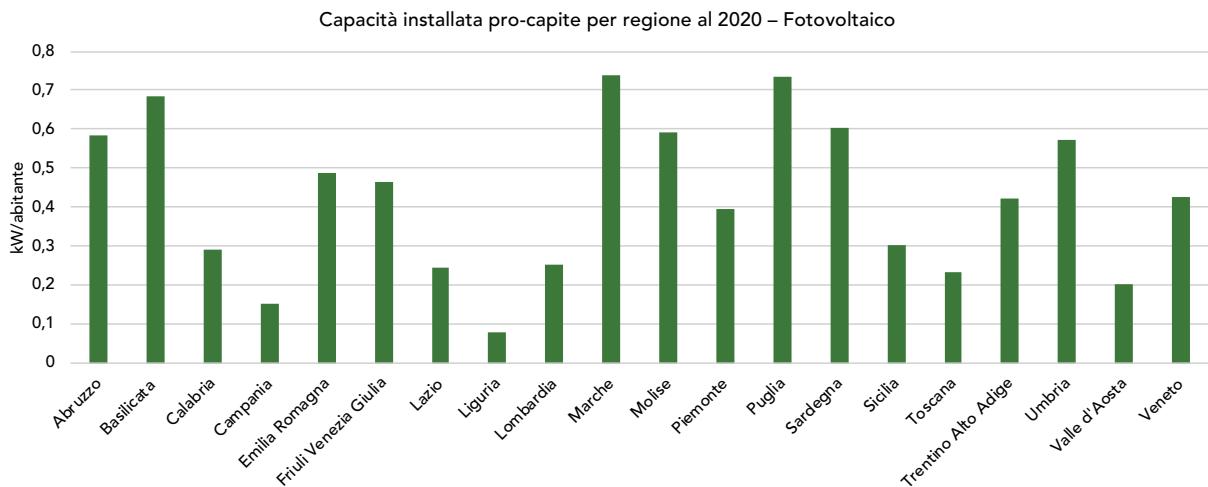
- Analizzando il dato dei **MW** totali installati, si conferma un **moderato incremento** della capacità **totale** nelle diverse regioni tra il 2019 e il 2020.



Fonte: Terna

Il Fotovoltaico in Italia: La capacità installata pro-capite nelle regioni italiane

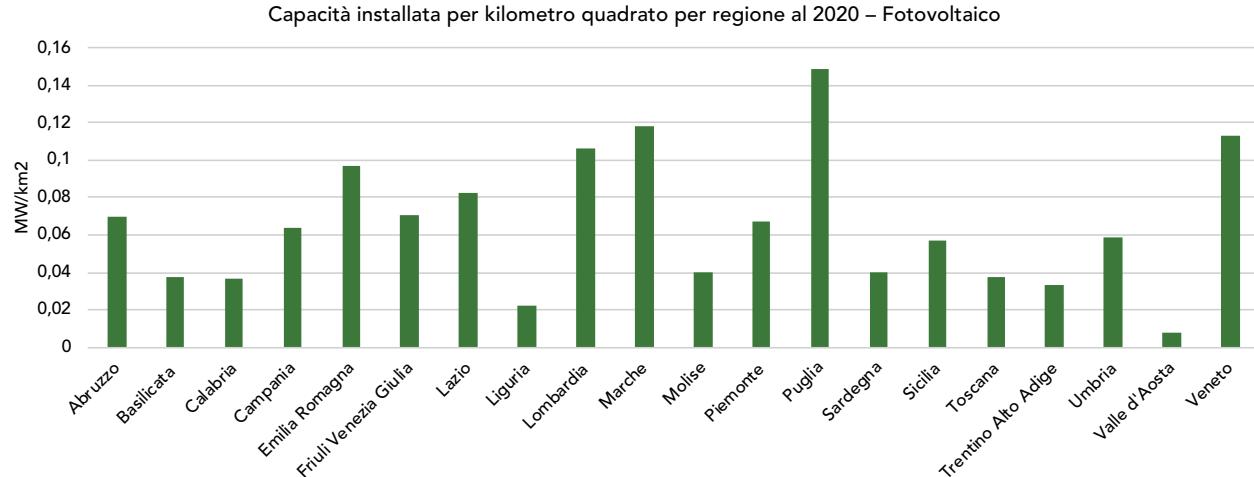
- Per quanto riguarda la **capacità installata pro-capite** (kW/abitante), le **Marche** e la **Puglia** mostrano un valore più alto rispetto alle altre regioni (circa 0,74 kW/abitante nel 2020).



Fonte: Rielaborazione E&S su dati Terna, ISTAT

Il Fotovoltaico in Italia: La capacità installata per kilometro quadrato nelle regioni italiane

- Analizzando il dato dei **MW per kilometro quadrato** installati per regione, si nota come la **Puglia** possieda la maggiore concentrazione (**0,14 MW/km² nel 2020**), seguita dalle **Marche**, regione che nel computo totale dei MW installati non rientrava tra le prime tre.
-

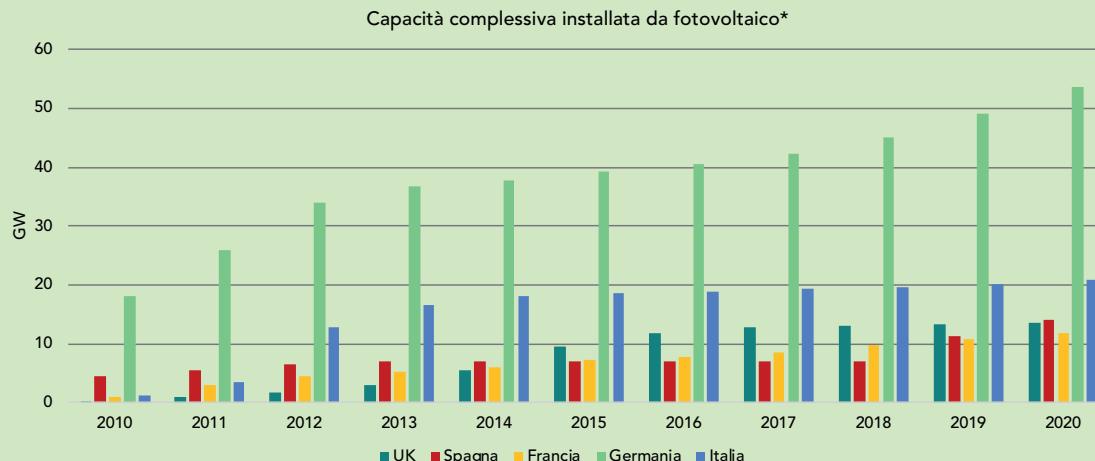


Fonte: Rielaborazione E&S su dati Terna, ISTAT

Box 1: Il Fotovoltaico in Europa

La capacità installata: confronto tra Italia e altri Paesi europei

- Analizzando la capacità installata per il fotovoltaico in Spagna, Francia, Germania e Italia, si evidenzia per tutti i Paesi un trend di crescita dal 2010 al 2020. In valore assoluto, è la **Germania** a possedere la maggiore capacità installata con oltre **53 GW** nel **2020**, seguita dall'**Italia** con quasi **21 GW**.



(*) il dato relativo alla Spagna comprende circa 2,3 GW di solare a concentrazione (tuttavia costante dal 2013).

1. I numeri delle rinnovabili in Italia

- Considerando l'aumento percentuale della capacità installata per il fotovoltaico tra il 2019 e il 2020 nei Paesi analizzati, si nota come in **Italia** il tasso di crescita sia stato decisamente più contenuto rispetto a **Spagna, Germania e Francia**, mentre risulta maggiore solo di quello inglese.

| Paese | Capacità installata al 2019 (GW) | Capacità installata al 2020 (GW) | Variazione % |
|----------|----------------------------------|----------------------------------|--------------|
| UK | 13,34 | 13,56 | +1,6% |
| Spagna | 11,27 | 14,09 | +24,9% |
| Francia | 10,79 | 11,72 | +8,6% |
| Germania | 49,04 | 53,78 | +9,7% |
| Italia | 20,11 | 20,85 | +3,6% |

Fonte: IRENA, ANIE Rinnovabili

Indice capitolo

L'andamento delle installazioni

Il Fotovoltaico in Italia

L'Eolico in Italia

Le altre Rinnovabili in Italia

Aste e Registri: Il quadro dei meccanismi di supporto alle Rinnovabili in Italia

FOCUS: I risultati di dettaglio del terzo e quarto bando del Decreto FER 1

L'Eolico in Italia: La potenza installata nel 2020

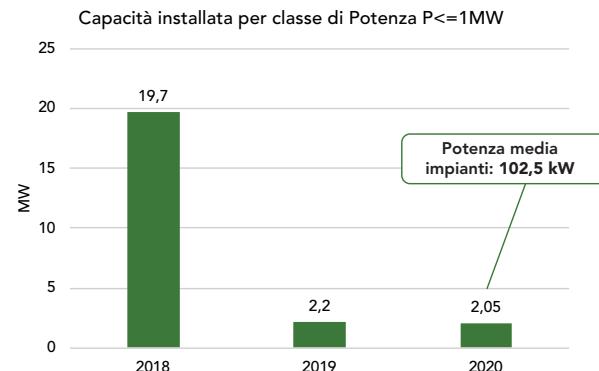
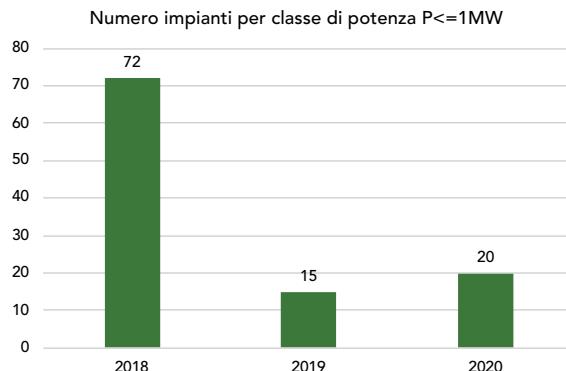
- Il volume complessivo di potenza eolica installata è giunta a oltre **10.800 MW** a dicembre 2020, grazie alla **nuova potenza installata** pari a **85 MW**. Il trend del nuovo installato segna una forte riduzione, facendo segnare nel 2020 un **-79%** rispetto allo scorso anno (413 MW).



Fonte: ANIE Rinnovabili

L'Eolico in Italia: La segmentazione per taglia di impianto

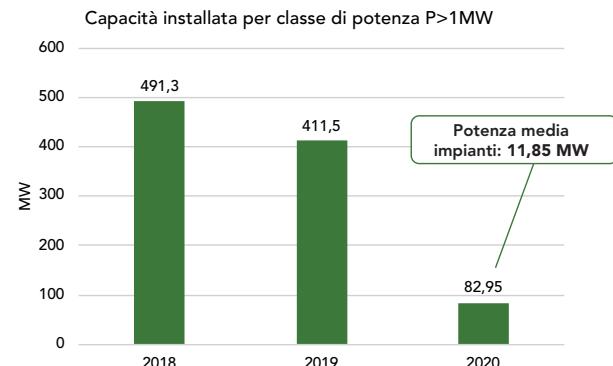
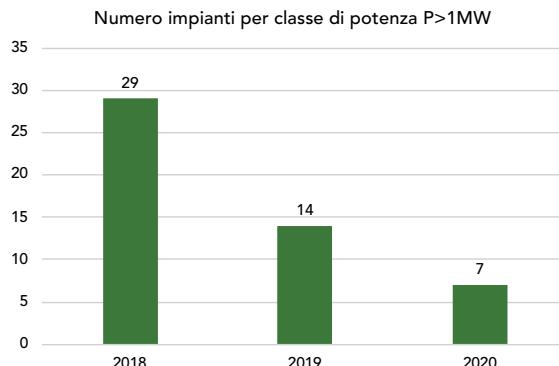
- Analizzando il numero di impianti e la capacità installata per la classe di potenza **uguale o inferiore a 1MW**, si evidenzia una frenata delle installazioni nel **2019**, confermata nel corso del **2020**.



Fonte: ANIE Rinnovabili

L'Eolico in Italia: La segmentazione per taglia di impianto

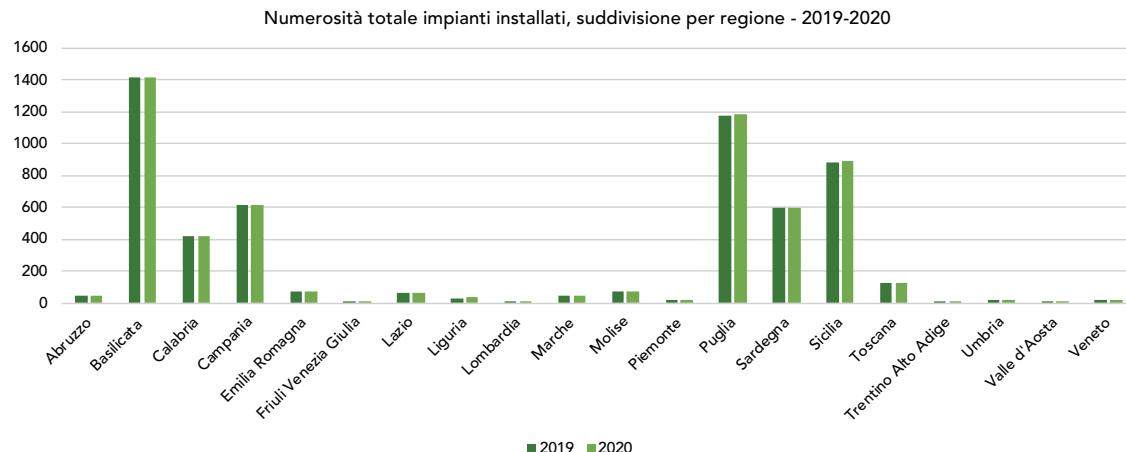
- Considerando invece gli impianti e la capacità installata nell'ultimo triennio per la classe di potenza **superiore a 1MW**, si nota un netto **rallentamento sia nei MW installati nel 2020** che nel numero di nuovi impianti installati.



Fonte: ANIE Rinnovabili

L'Eolico in Italia: Distribuzione degli impianti tra le regioni italiane

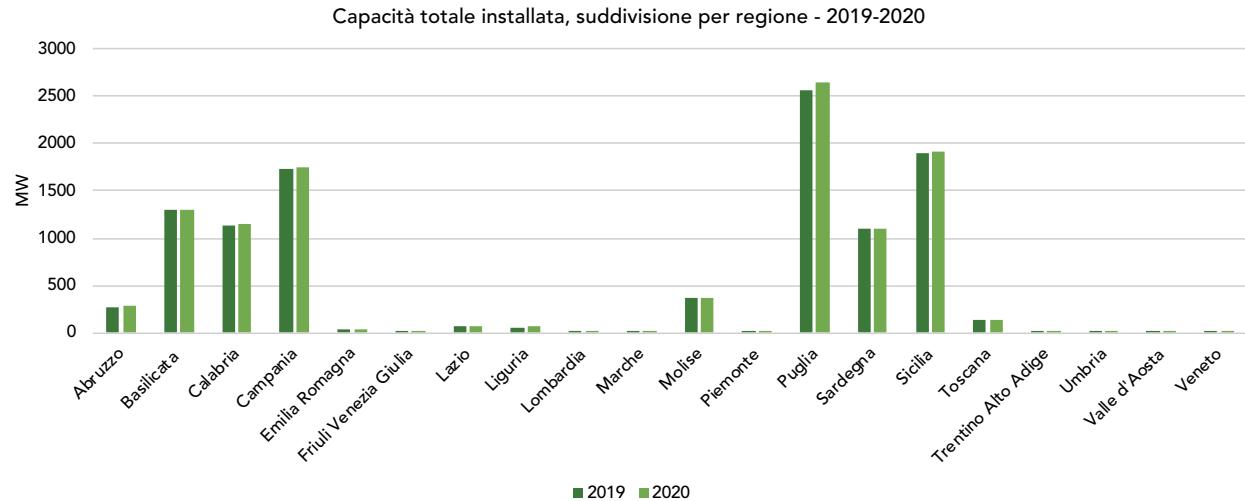
- Confrontando il **numero** di impianti installati nelle diverse regioni tra il **2019** e il **2020**, si nota come non ci siano state sostanziali differenze. Si evidenzia anche una particolare presenza di impianti in **Basilicata, Puglia, Sardegna, Campania e Sicilia**, che risultano essere le regioni con maggiore disponibilità della fonte eolica.



Fonte: Terna

L'Eolico in Italia: Distribuzione della capacità installata tra le regioni italiane

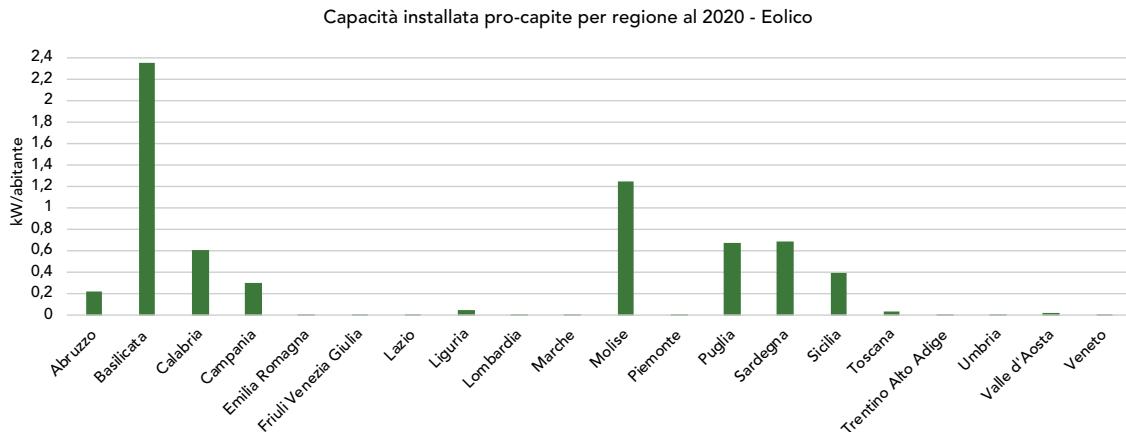
- Confrontando invece la **capacità installata in MW** nelle diverse regioni tra il **2019** e il **2020**, le regioni precedentemente evidenziate rimangono in possesso della **maggioranza** dei MW.



Fonte: Terna

L'Eolico in Italia: La capacità installata pro-capite nelle regioni italiane

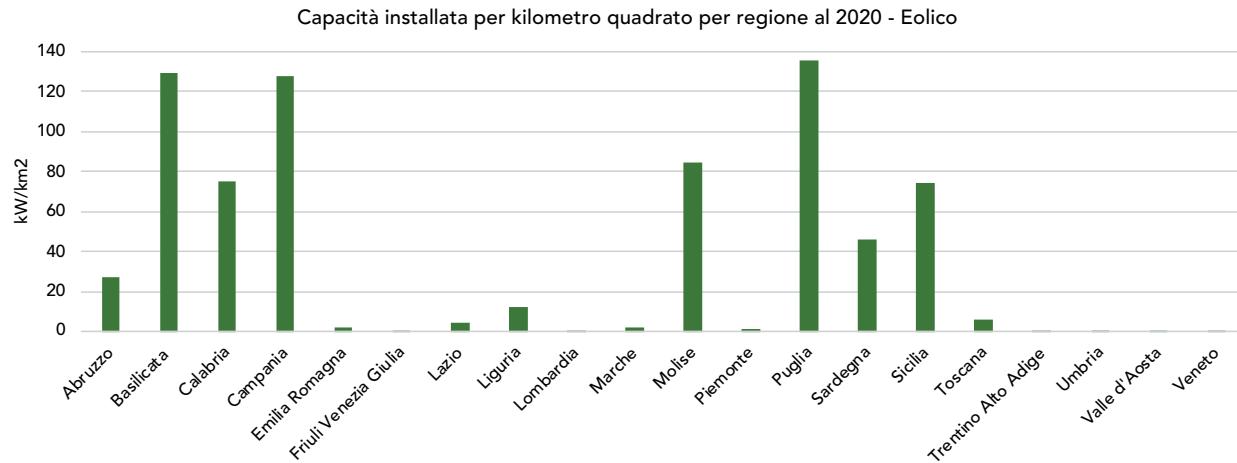
- Analizzando la **capacità installata pro-capite in kW** nelle **regioni** italiane, la **Basilicata** si distingue con un valore **nettamente superiore** rispetto a tutte le altre regioni (**2,35 kW** per abitante nel **2020**). La seconda regione in questa particolare classifica risulta essere il Molise, con **1,25 kW** per abitante nel **2020**.



Fonte: Rielaborazione E&S su dati Terna, ISTAT

L'Eolico in Italia: La capacità installata per kilometro quadrato nelle regioni italiane

- Passando invece alla capacità installata in kW per kilometro quadrato nelle varie regioni, **Puglia (135,27 kW/km quadrato** nel 2020), **Basilicata (129,13 kW/km quadrato** nel 2020) e **Campania (127,47 kW/km quadrato** nel 2020) mostrano valori nettamente superiori alle altre regioni. Importante menzionare come il **Molise** sia la quarta regione in questa classifica nonostante il valore assoluto di capacità installata non sia tra i più alti in Italia.

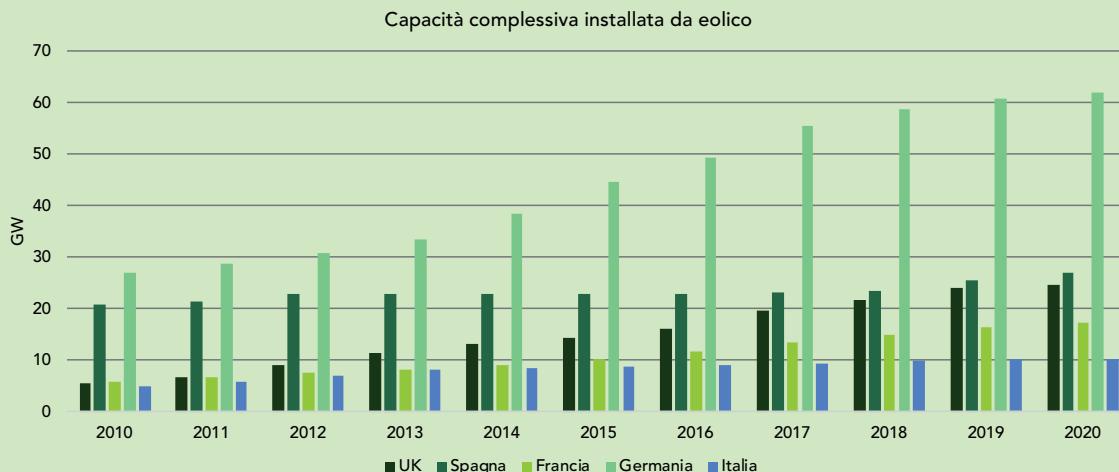


Fonte: Rielaborazione E&S su dati Terna, ISTAT

Box 2: L'Eolico in Europa

La capacità installata: confronto tra Italia e altri Paesi europei

- Per quanto riguarda l'energia da fonte eolica, la **Germania** possiede la capacità installata di gran lunga più alta con **62 GW** nel 2020, caratterizzata anche da una crescita importante negli anni. Per gli altri paesi si evidenzia invece un andamento pressoché **stazionario** dal 2010 ad oggi.



Fonte: IRENA, ANIE Rinnovabili

1. I numeri delle rinnovabili in Italia

- Per quanto riguarda **l'aumento percentuale della capacità installata per l'eolico** tra il **2019** e il **2020** nei Paesi considerati, si notano **crescite moderate** per i quattro **Paesi esteri**, mentre **l'Italia non ha registrato crescite** nelle installazioni in questo settore.

| Paese | Capacità installata al 2019 (GW) | Capacità installata al 2020 (GW) | Variazione % |
|----------|----------------------------------|----------------------------------|--------------|
| UK | 24,09 | 24,66 | +2,3% |
| Spagna | 25,58 | 27,08 | +5,8% |
| Francia | 16,42 | 17,38 | +5,8% |
| Germania | 60,72 | 62,18 | +2,4% |
| Italia | 10,22 | 10,22 | 0% |

Fonte: IRENA, ANIE Rinnovabili

Indice capitolo

L'andamento delle installazioni

Il Fotovoltaico in Italia

L'Eolico in Italia

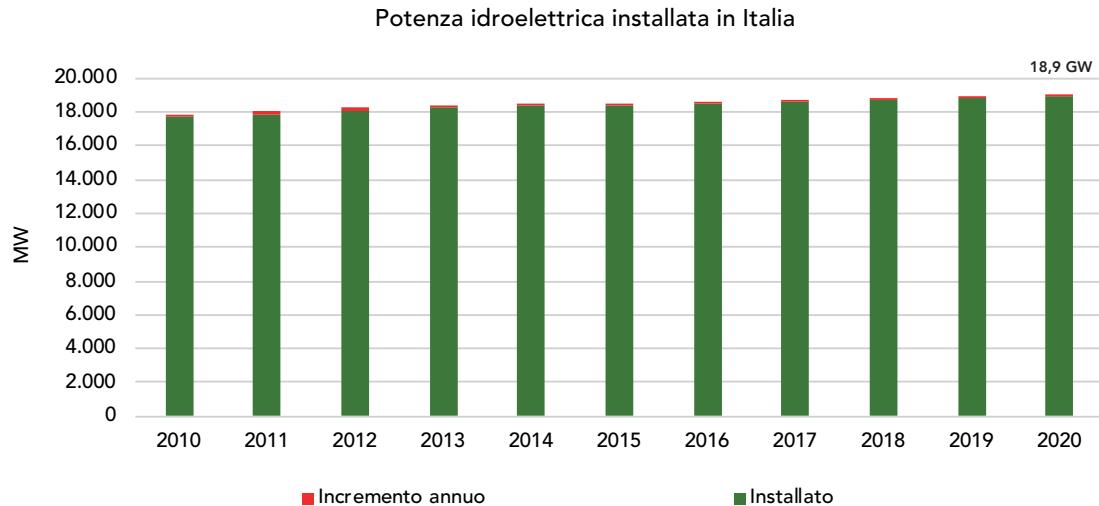
Le altre Rinnovabili in Italia

Aste e Registri: Il quadro dei meccanismi di supporto alle Rinnovabili in Italia

FOCUS: I risultati di dettaglio del terzo e quarto bando del Decreto FER 1

L'Idroelettrico in Italia: La potenza installata nel 2020

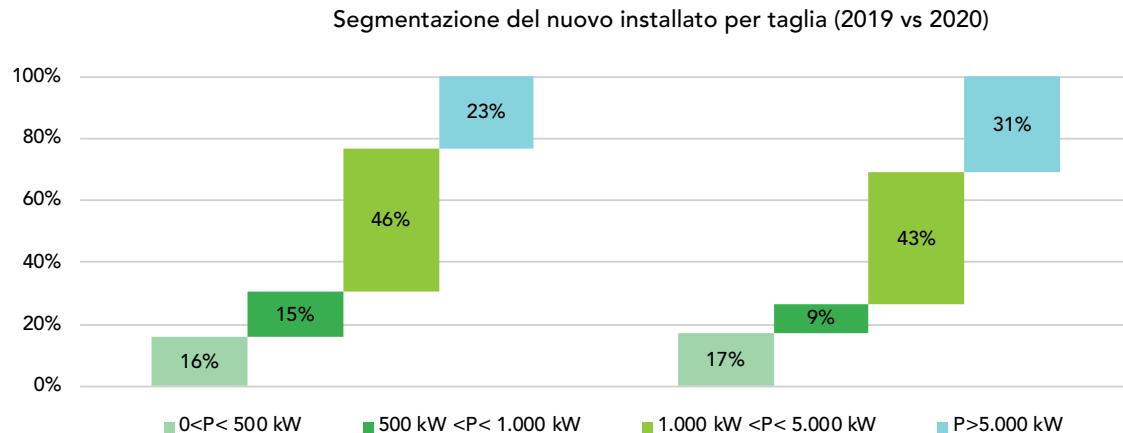
- Il volume complessivo di potenza idroelettrica installata è di circa **18,9 GW** con un **valore delle nuove installazioni pari a circa 66 MW**, che ha già superato le installazioni complessive del 2019 (41 MW).
- Le **Regioni** che hanno registrato le maggiori installazioni nel 2020 sono **Valle d'Aosta (22,7 MW)** e **Piemonte (16,2 MW)**, che da sole rappresentano il **59% del nuovo installato**.



Fonte: ANIE Rinnovabili

L'Idroelettrico in Italia: La segmentazione per taglia di impianto

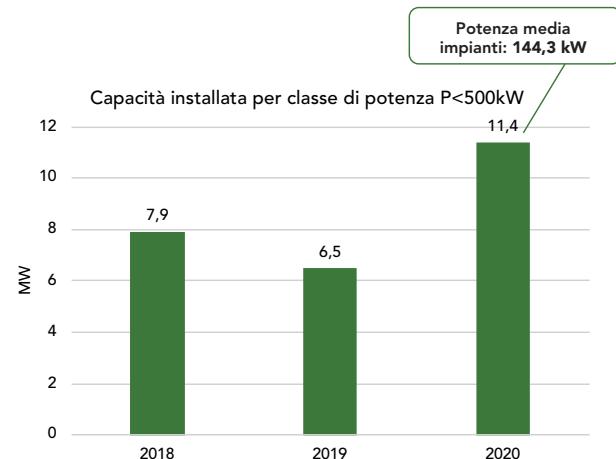
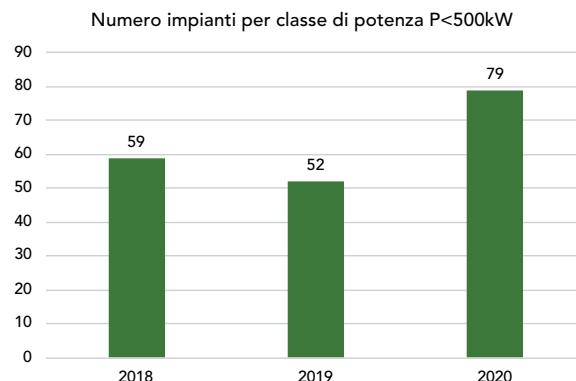
- Rispetto al 2019, si nota un **aumento delle installazioni maggiori di 5 MW**, che passano dal 23% al 31%, con una conseguente **diminuzione della fascia 1-5 MW e della fascia 0,5-1 MW**. Resta invece stabile l'installazione di impianti di piccola taglia, sotto i 500 kW.



Fonte: ANIE Rinnovabili

L'Idroelettrico in Italia: La segmentazione per taglia di impianto

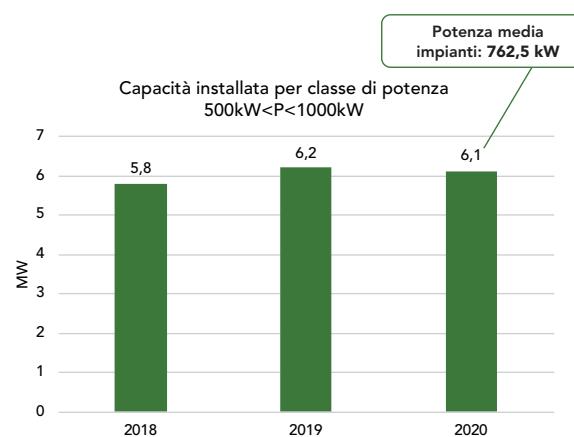
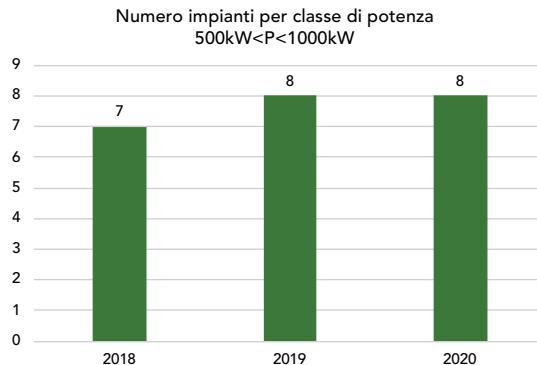
- Affiancando il **numero** degli impianti e i relativi **MW** per la classe di potenza minore di **500 kW**, si evidenzia un calo della capacità installata tra il 2018 e il 2019, seguito da una fase di recupero e aumento nel 2020.



Fonte: ANIE Rinnovabili

L'Idroelettrico in Italia: La segmentazione per taglia di impianto

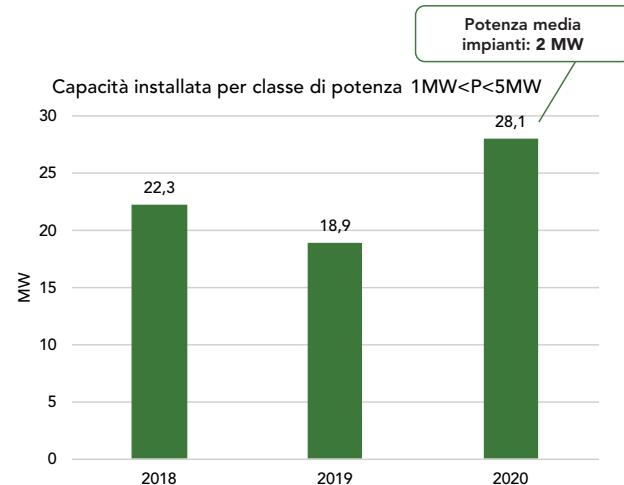
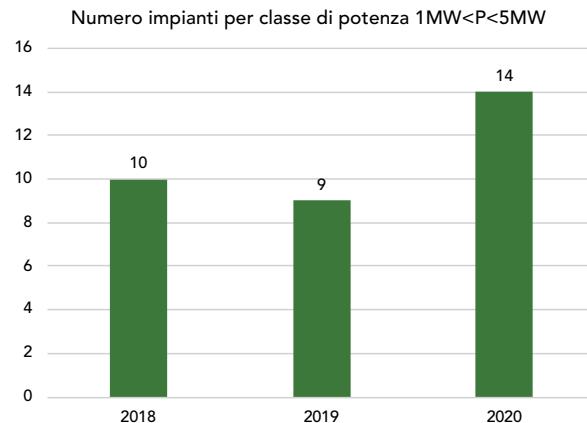
- Affiancando il **numero** degli impianti e i relativi **MW** per la classe di potenza compresa fra **500 kW e 1 MW**, si evidenzia un aumento della capacità installata tra il 2018 e il 2019. Nel 2020 sia il numero degli impianti che la capacità installata sono in linea con quanto osservato nel 2019.



Fonte: ANIE Rinnovabili

L'Idroelettrico in Europa La segmentazione per taglia di impianto

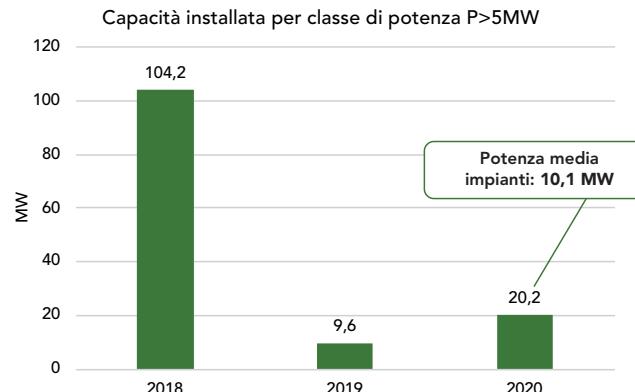
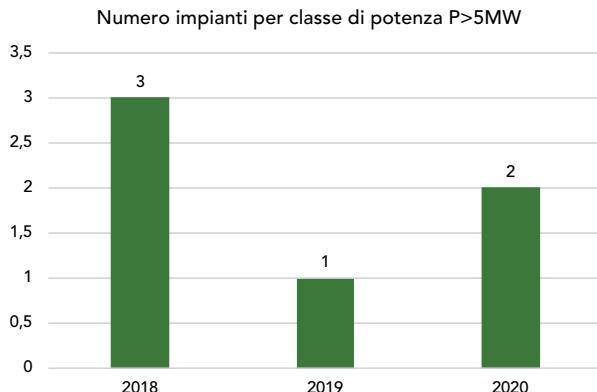
- Affiancando il **numero** degli impianti e i relativi **MW** per la classe di potenza compresa fra **1-5 GW**, si evidenzia un calo della capacità installata tra il 2018 e il 2019, seguito da una fase di crescita nel 2020, data dall'installazione di 14 nuovi impianti.



Fonte: ANIE Rinnovabili

L'Idroelettrico in Italia: La segmentazione per taglia di impianto

- Affiancando il **numero** degli impianti e i relativi **MW** per la classe di potenza **maggiore di 5 MW**, si evidenzia un **importante calo** della capacità installata dopo il 2018, a fronte della diminuzione nell'installazione di nuovi impianti.

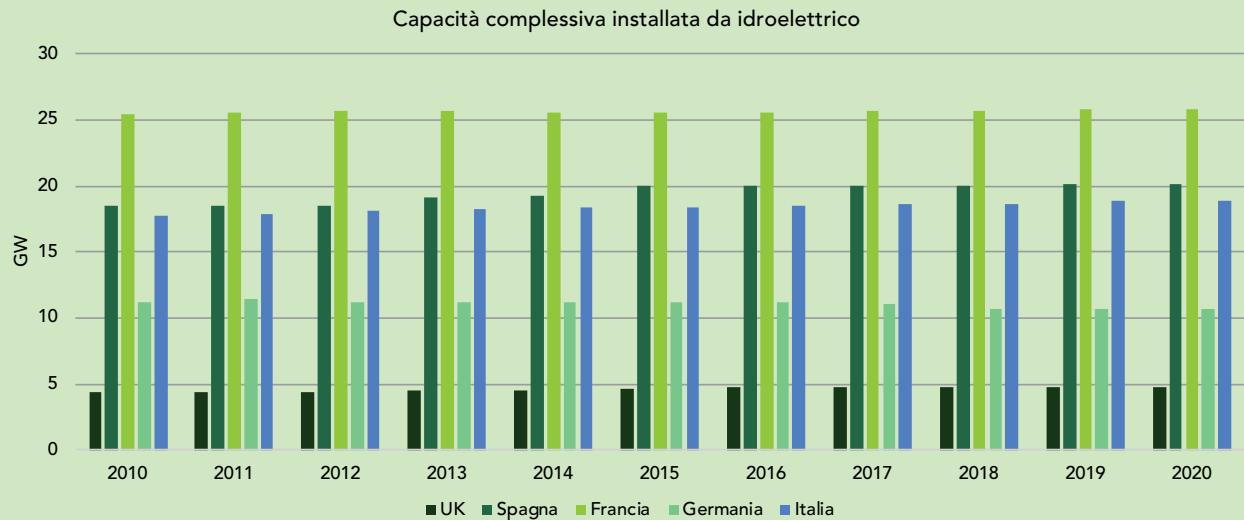


Fonte: ANIE Rinnovabili

Box 3: L'Idroelettrico in Europa

La capacità installata: confronto tra Italia e altri Paesi europei

- L'idroelettrico vede la **Francia** superare gli altri Paesi considerati in termini di capacità installata, con quasi **26 GW** nel **2020**. Nonostante ciò, la totale capacità installata rimane stabile nel periodo considerato per tutti i Paesi analizzati.



Fonte: IRENA, ANIE Rinnovabili

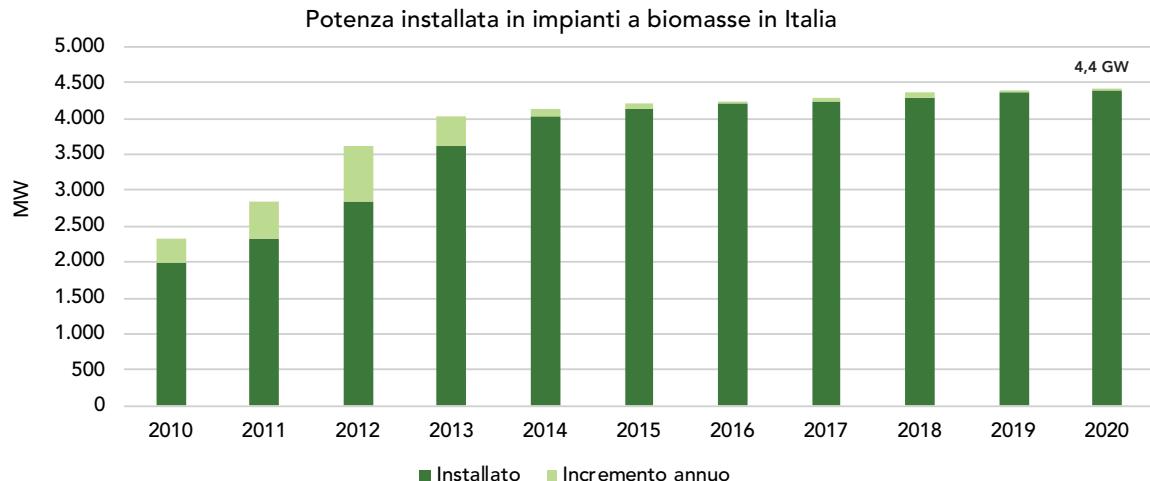
- Analizzando la **variazione percentuale della capacità installata per l'idroelettrico tra il 2019 e il 2020** per i Paesi considerati, si nota una generale **stabilità** sia per i Paesi esteri che per l'**Italia**, che però registra una **piccola crescita** della capacità installata. Lo stesso accade per la **Francia**, mentre per la **Germania** si evidenzia un piccolo **calo** rispetto al 2019.

| Paese | Capacità installata al 2019 (GW) | Capacità installata al 2020 (GW) | Variazione % |
|----------|----------------------------------|----------------------------------|--------------|
| UK | 4,77 | 4,77 | 0% |
| Spagna | 20,11 | 20,11 | 0% |
| Francia | 25,86 | 25,89 | +0,001% |
| Germania | 10,73 | 10,72 | -0,0009% |
| Italia | 18,84 | 18,88 | +0,002% |

Fonte: IRENA, ANIE Rinnovabili

Le Biomasse in Italia: La potenza installata nel 2020

- **La potenza cumulata**, sommando le diverse tipologie di biomassa utilizzate per la produzione elettrica si attesta intorno ai **8 GW** nel 2020, con una **crescita tuttavia inferiore rispetto all'anno precedente** (-59% rispetto ai 20 MW del 2019).
- **Lo «stallo»** delle nuove installazioni è evidente e continua ormai dal **2014**.

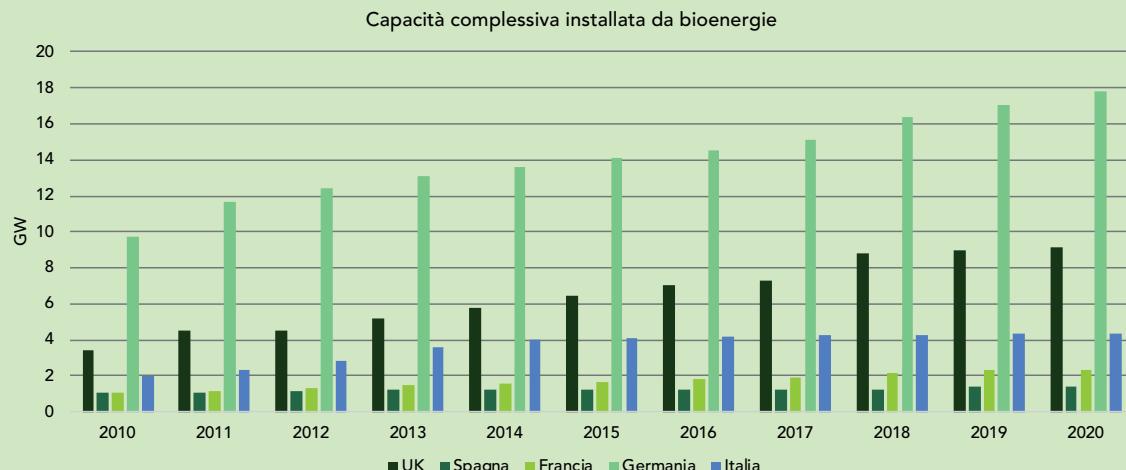


Fonte: ANIE Rinnovabili

Box 4: Le Bioenergie in Europa

La capacità installata: confronto tra Italia e altri Paesi europei

- Prendendo in considerazione le biomasse, **Germania e UK**, rispettivamente con **17,8 GW e 9,1 GW** nel **2020**, possiedono una capacità installata largamente superiore rispetto a Spagna, Francia e Italia.



Fonte: IRENA, ANIE Rinnovabili

1. I numeri delle rinnovabili in Italia

- Analizzando la **variazione percentuale della capacità installata** per le **bioenergie** tra il **2019** e il **2020** per i Paesi considerati, si evidenzia una **crescita moderata per Germania, Francia e UK**, mentre **l'Italia** è caratterizzata da una sostanziale **stabilità** nel periodo considerato, così come la **Spagna**.

| Paese | Capacità installata al 2019 (GW) | Capacità installata al 2020 (GW) | Variazione % |
|----------|-------------------------------------|-------------------------------------|--------------|
| UK | 8,99 | 9,1 | +1,2% |
| Spagna | 1,39 | 1,4 | +0,007% |
| Francia | 2,31 | 2,36 | +2,1% |
| Germania | 17,05 | 17,82 | +4,5% |
| Italia | 4,37 | 4,39 | +0,004% |

Fonte: ANIE Rinnovabili

Indice capitolo

L'andamento delle installazioni

Il Fotovoltaico in Italia

L'Eolico in Italia

Le altre Rinnovabili in Italia

Aste e Registri: Il quadro dei meccanismi di supporto alle Rinnovabili in Italia

FOCUS: I risultati di dettaglio del terzo e quarto bando del Decreto FER 1

Il Decreto FER 1: Impianti ammessi

- Il riferimento per il quadro degli incentivi per le fonti rinnovabili è il **decreto MiSE del 4 luglio 2019**. Il decreto suddivide gli impianti che possono essere ammessi agli incentivi in **quattro gruppi**:

| Gruppo di appartenenza | Tipologia impianto | Categoria di intervento |
|------------------------|------------------------|--|
| Gruppo A | Eolico onshore | Nuova costruzione Integrale ricostruzione Riattivazione Potenziamento |
| | Fotovoltaico | Nuova costruzione |
| Gruppo A-2 | Fotovoltaico | Nuova costruzione* |
| Gruppo B | Idroelettrico | Nuova costruzione Integrale ricostruzione Riattivazione Potenziamento |
| | Impianti a gas residui | Nuova costruzione Riattivazione Potenziamento |
| Gruppo C | Eolico onshore | Rifacimento totale o parziale |
| | Idroelettrico | Rifacimento totale o parziale |
| | Impianti a gas residui | Rifacimento totale o parziale |

(*i cui moduli sono installati in sostituzione di coperture di edifici e fabbricati rurali su cui è operata la completa rimozione dell'eternit o dell'amianto.

Il Decreto FER 1: Modalità di accesso

- Sono previste due diverse modalità di accesso agli incentivi a seconda della potenza dell'impianto e del gruppo di appartenenza:
- **Iscrizione ai Registri:** gli impianti di potenza superiore a 1 kW (20 kW per i fotovoltaici) e **inferiore a 1 MW** che appartengono ai Gruppi A, A-2, B e C devono essere iscritti ai Registri, attraverso i quali è assegnato il contingente di potenza disponibile sulla base di specifici **criteri di priorità**;
- **Partecipazione a Procedure d'Asta:** gli impianti di potenza **superiore o uguale a 1 MW** che appartengono ai Gruppi A, B e C devono partecipare alle Aste, attraverso le quali è assegnato il contingente di potenza disponibile, in funzione del **maggior ribasso** offerto sul livello incentivante e, a pari ribasso, applicando ulteriori criteri di priorità.
- Sono previsti **7 bandi** per la partecipazione ai registri o alle aste:
 - Primo bando: dal 30 settembre 2019 al 30 ottobre 2019
 - Secondo bando: dal 31 gennaio 2020 al 1 marzo 2020
 - Terzo bando: dal 31 maggio al 30 giugno 2020
 - Quarto bando: dal 30 settembre al 30 ottobre 2020
 - Quinto bando: dal 31 gennaio 2021 al 2 marzo 2021
 - Sesto bando: dal 31 maggio al 30 giugno 2021
 - Settimo bando: dal 30 settembre al 30 ottobre 2021.

Il Decreto FER 1: Impianti di grande taglia – Aste

- In ciascuna delle sette procedure, vengono assegnati differenti **contingenti di potenza** per le **Aste**, in funzione del gruppo di appartenenza degli impianti.

| Contingenti «originari» per le Aste* | | | |
|--------------------------------------|---------------|---------------|---------------|
| Numero bando | Gruppo A [MW] | Gruppo B [MW] | Gruppo C [MW] |
| 1 | 500 | 5 | 60 |
| 2 | 500 | 5 | 60 |
| 3 | 700 | 10 | 60 |
| 4 | 700 | 15 | 60 |
| 5 | 700 | 15 | 80 |
| 6 | 800 | 20 | 100 |
| 7 | 1.600 | 40 | 200 |
| Totale | 5.500 | 110 | 620 |

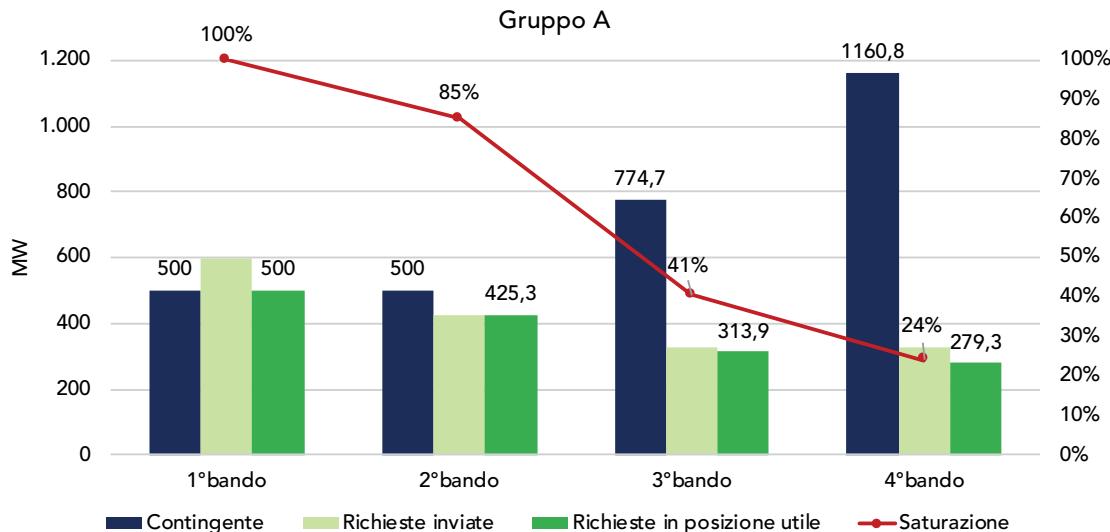
| Fonte | Gruppo di appartenenza | Tariffa per impianti con P>1MW** |
|---|------------------------|----------------------------------|
| Eolico | Gruppo A Gruppo C | 70 €/MWh |
| Fotovoltaico | Gruppo A | 70 €/MWh |
| Idroelettrico | Gruppo B Gruppo C | 80 €/MWh |
| Alimentati a gas residuati dai processi di depurazione | Gruppo B Gruppo C | 80 €/MWh |

(*) Il D.M. 04/07/2019 prevede specifiche modalità di riallocazione della quota dei contingenti non assegnati.

(**) Dal 1° gennaio 2021, i valori delle tariffe di riferimento sono ridotti del 2% per gli impianti idroelettrici e a gas residuati dei processi di depurazione e del 5% per gli impianti eolici e fotovoltaici del Gruppo A..

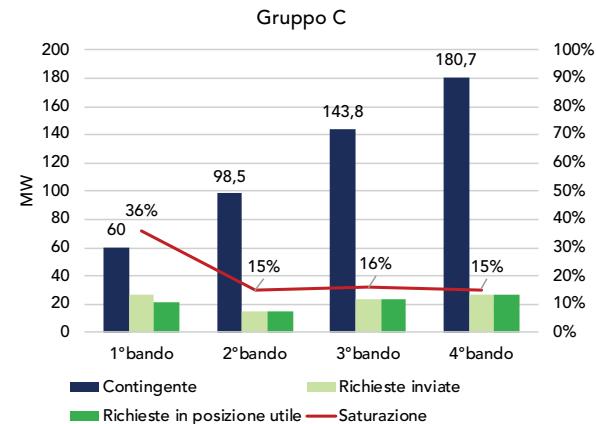
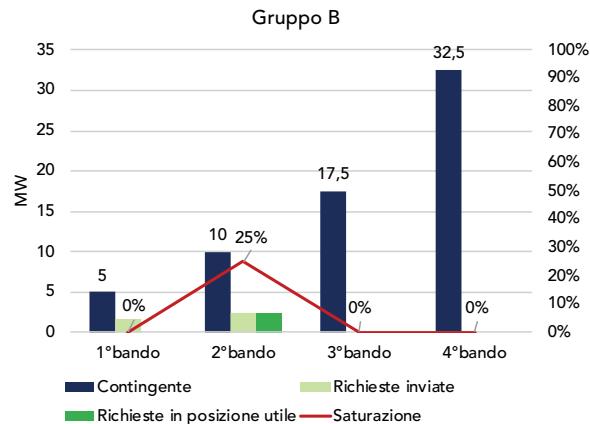
Il Decreto FER 1: Risultati Aste

- Nel grafico riportato si osserva la significativa **diminuzione della saturazione del contingente del Gruppo A**, ossia degli impianti fotovoltaici ed eolici di nuova installazione, che passa dal 100% del primo bando al 24% del quarto bando.
- Da sottolineare l'andamento delle **richieste inviate**, che diminuiscono progressivamente tra il primo e il quarto bando, **nonostante la crescita del contingente a disposizione**.



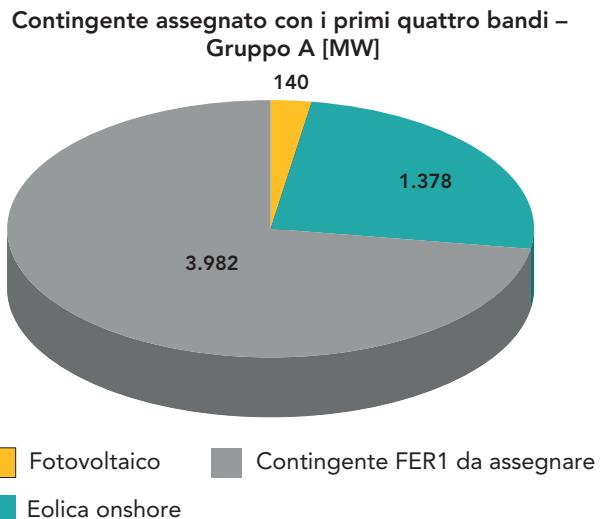
Il Decreto FER 1: Risultati Aste

- Nel **Gruppo B** (idroelettrico e impianti a gas residui) il **terzo e quarto bando sono andati deserti** e le assegnazioni siano state nulle.
- Nel **Gruppo C (rifacimenti)**, così come nel Gruppo A, si è assistito ad una **diminuzione della saturazione** e ad una quota di **richieste inviate di molto inferiore rispetto al contingente** messo a disposizione.



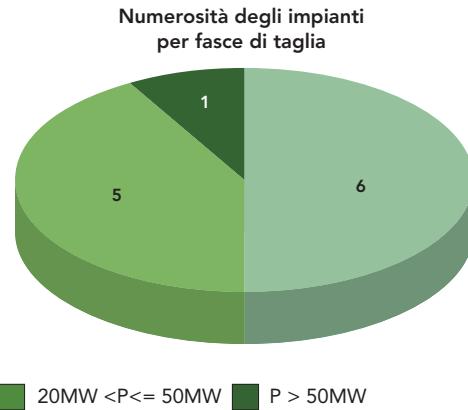
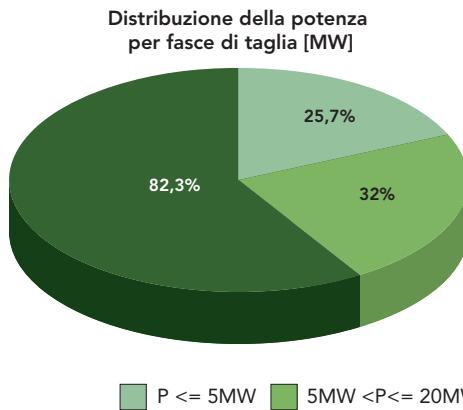
Il Decreto FER 1: Aste Gruppo A

- Focalizzando l'attenzione sul Gruppo A, risulta che con i primi quattro bandi è stato **assegnato poco più del 25% del contingente totale** previsto dal Decreto FER 1 (1.52 GW su 5,5 GW).



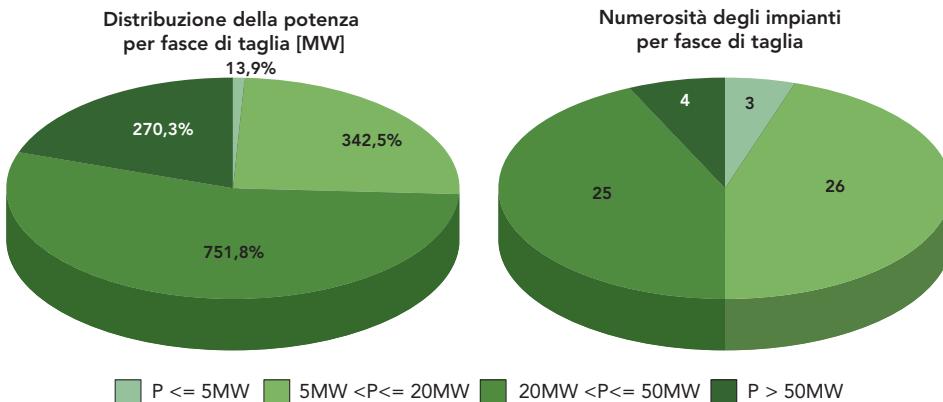
Il Decreto FER 1 – Aste: Visione per fonte - Fotovoltaico

- Di seguito si riporta lo spaccato per il **fotovoltaico**, valutato per richieste in posizione utile.



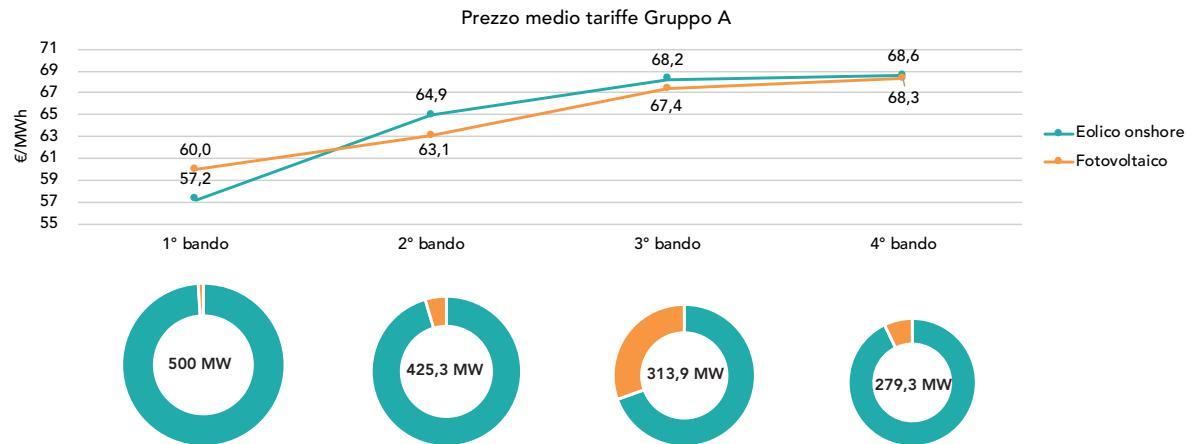
Il Decreto FER 1 – Aste: Visione per fonte - Eolico

- Di seguito si riporta lo spaccato per l'**eolico**, valutato per richieste in posizione utile.



Il Decreto FER 1: Aste Gruppo A

- Considerando le assegnazioni del Gruppo A nel corso dei quattro bandi si osserva un **trend di incremento dei prezzi, sia per la fonte solare che per la fonte eolica, che evidentemente si avvicina alla soglia base di gara, alla diminuzione progressiva delle richieste** (torta in basso nel grafico).



Il Decreto FER 1: Impianti di piccola taglia – Registri

- In ciascuna delle sette procedure, vengono assegnati differenti **contingenti di potenza** per i **Registri**, in funzione del gruppo di appartenenza degli impianti.

| Contingenti «originari» per i Registri ¹ | | | | |
|---|---------------|-----------------|---------------|---------------|
| Numero bando | Gruppo A [MW] | Gruppo A-2 [MW] | Gruppo B [MW] | Gruppo C [MW] |
| 1 | 45 | 100 | 10 | 10 |
| 2 | 45 | 100 | 10 | 10 |
| 3 | 100 | 100 | 10 | 10 |
| 4 | 100 | 100 | 10 | 10 |
| 5 | 120 | 100 | 10 | 20 |
| 6 | 120 | 100 | 10 | 20 |
| 7 | 240 | 200 | 20 | 40 |
| Totali | 770 | 800 | 80 | 120 |

| Fonte | Gruppo di appartenenza | Tariffa per impianti con P>1MW | Tariffa per impianti con P>1MW |
|---|-------------------------|--------------------------------|--------------------------------|
| Eolico | Gruppo A Gruppo C | 1<P<100 | 150 €/MWh |
| | | 100<P<1.000 | 90 €/MWh |
| Fotovoltaico | Gruppo A Gruppo A-2* | 20<P<100 | 105 €/MWh |
| | | 100<P<1.000 | 90 €/MWh |
| Idroelettrico | Gruppo B Gruppo C | 1<P<400 | 155 €/MWh** |
| | | 400<P<1.000 | 110 €/MWh** |
| | | 1<P<1.000 | 90 €/MWh*** |
| Alimentati a gas residuati dai processi di depurazione | Gruppo B Gruppo C | 1<P<100 | 110 €/MWh |
| | | 100<P<1.000 | 100 €/MWh |

(¹) Il D.M. 04/07/2019 prevede specifiche modalità di riallocazione della quota dei contingenti non assegnati.

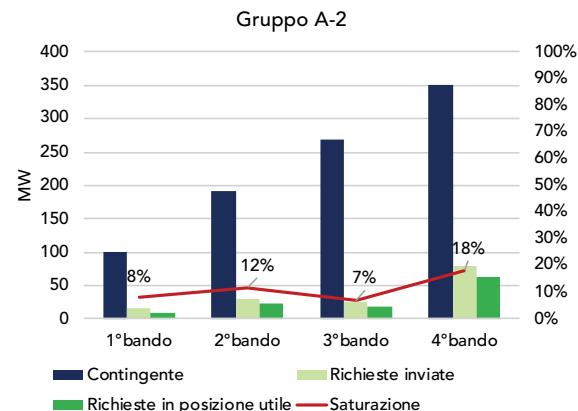
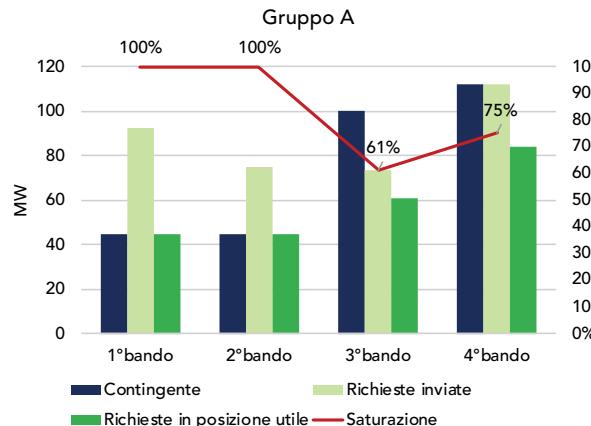
(*) sostituzione amianto: +12 €/MWh

(**) idroelettrico ad acqua fluente

(***) idroelettrico a bacino o serbatoio

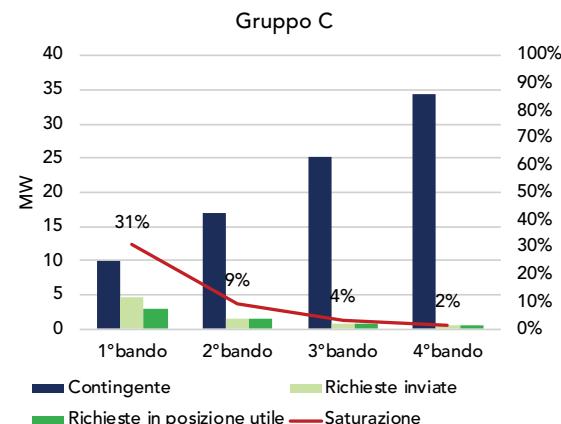
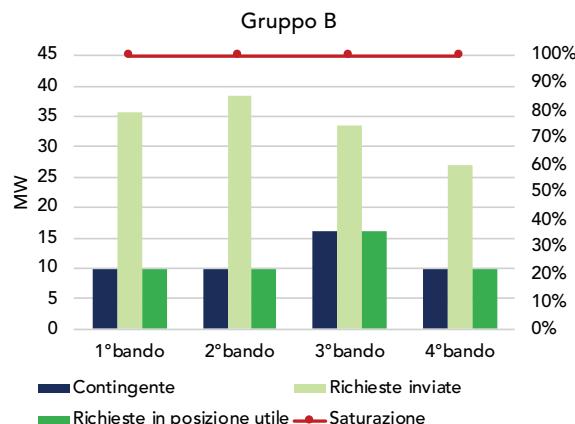
Il Decreto FER 1: Risultati Registri

- I grafici mostrano il confronto, per i diversi bandi ad oggi svolti, fra il contingente a disposizione, la potenza cumulata delle richieste inviate e la potenza assegnata (richieste in posizione utile).



Il Decreto FER 1: Risultati Registri

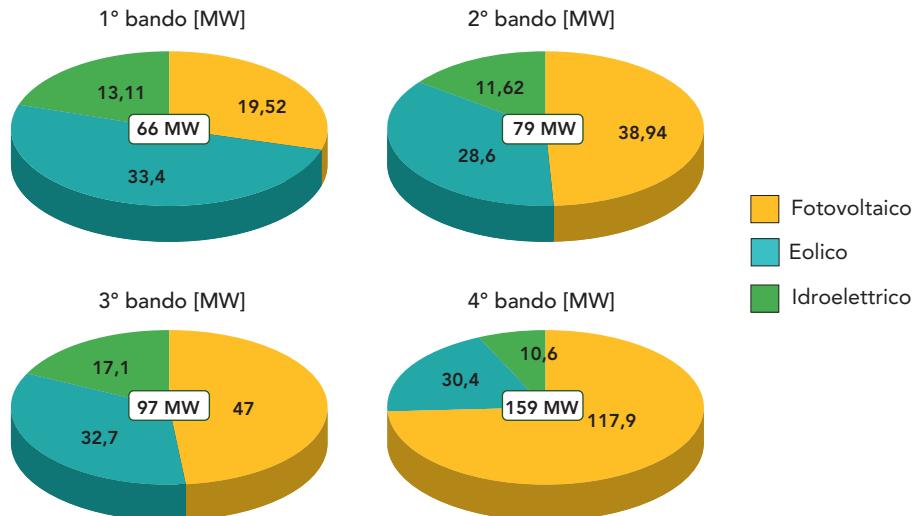
- I grafici mostrano il confronto, per i diversi bandi ad oggi svolti, fra il contingente a disposizione, la potenza cumulata delle richieste inviate e la potenza assegnata (richieste in posizione utile).



Nota: il contingente per il Registro Gruppo B, pari a 10 MW nel relativo Bando del 29/05/2020, è stato incrementato di 6,2 MW, in applicazione dei meccanismi di trasferimento previsti dell'art.20.2, del D.M. 04/07/2019

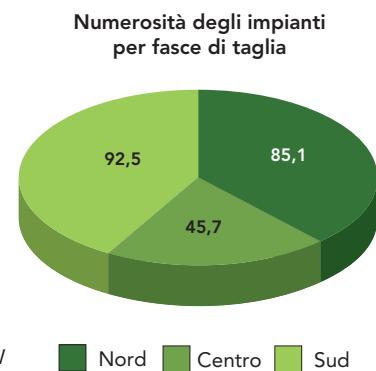
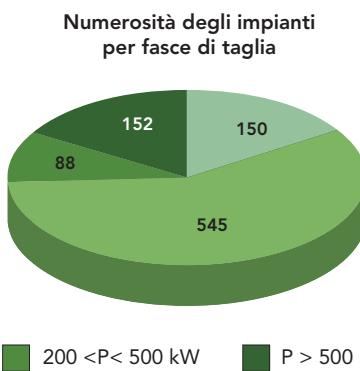
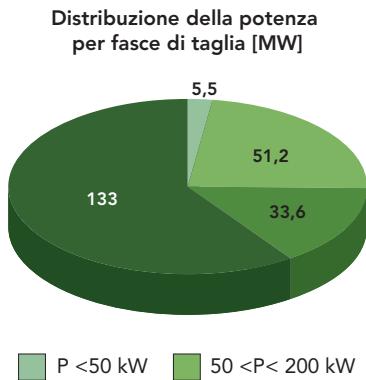
Il Decreto FER 1: Registri - Visione per fonte

- Di seguito si riporta la **visione in potenza per tipologia di impianto**, valutato per richieste in posizione utile.



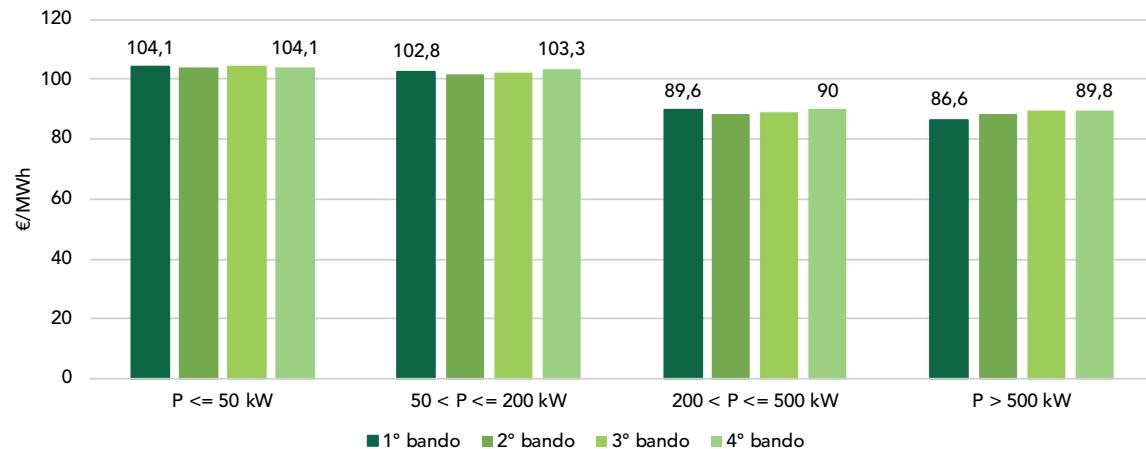
Il Decreto FER 1 – Registri: Visione per fonte - Fotovoltaico

- Di seguito si riporta lo spaccato per **il fotovoltaico**, valutato per richieste in posizione utile.



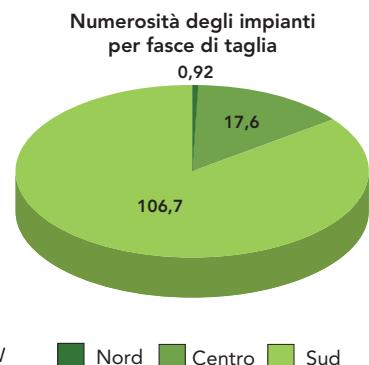
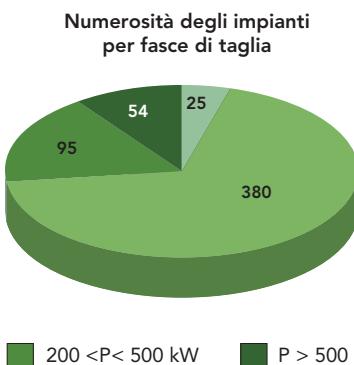
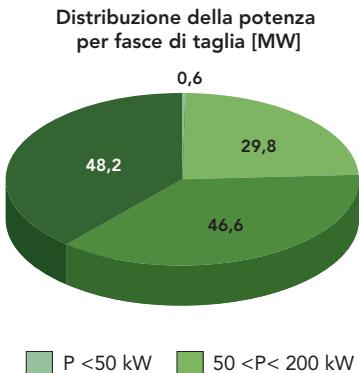
Il Decreto FER 1 – Registri: Visione per fonte - Fotovoltaico

- Di seguito si riporta, per le fasce di taglia indicate, il **valore medio della remunerazione** assicurata dagli impianti fotovoltaici tramite la partecipazione ai registri.



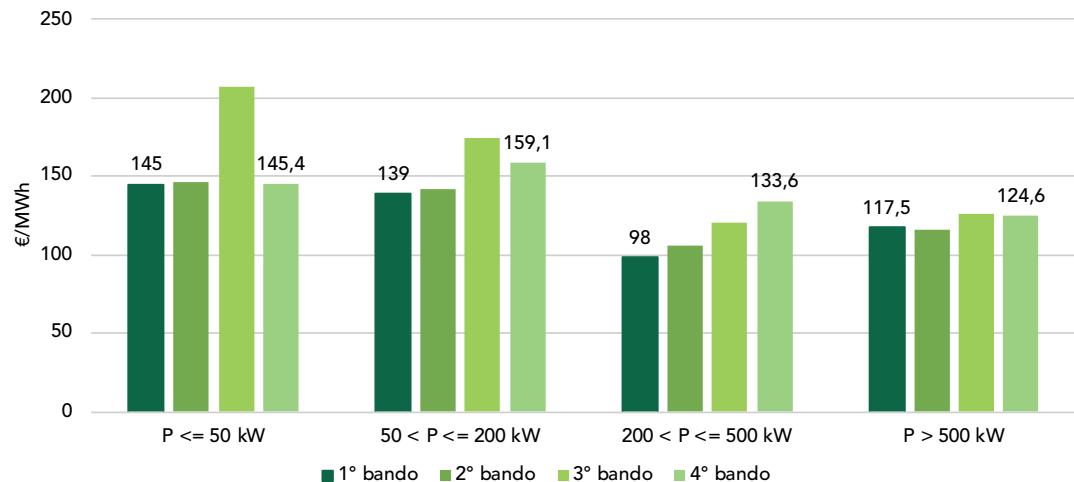
Il Decreto FER 1 – Registri: Visione per fonte - Eolico

- Di seguito si riporta lo spaccato per l'**eolico**, valutato per richieste in posizione utile.



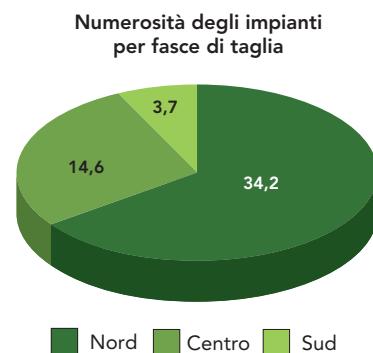
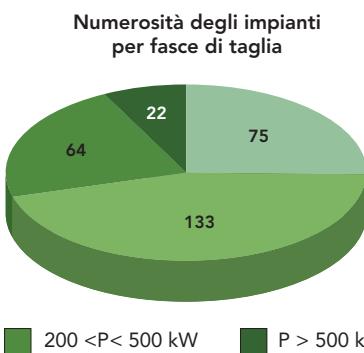
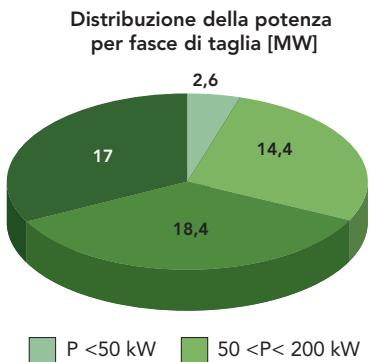
Il Decreto FER 1 – Registri: Visione per fonte - Eolico

- Di seguito si riporta, per le fasce di taglia indicate, il **valore medio della remunerazione** assicurata dagli impianti eolici tramite la partecipazione ai registri.



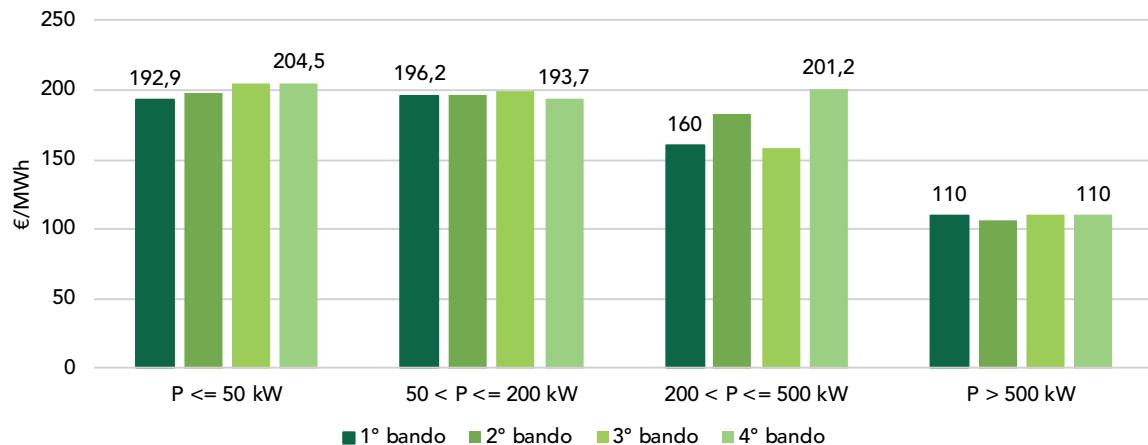
Il Decreto FER 1 – Registri: Visione per fonte - Idroelettrico

- Di seguito si riporta lo spaccato per l'**idroelettrico**, valutato per richieste in posizione utile.



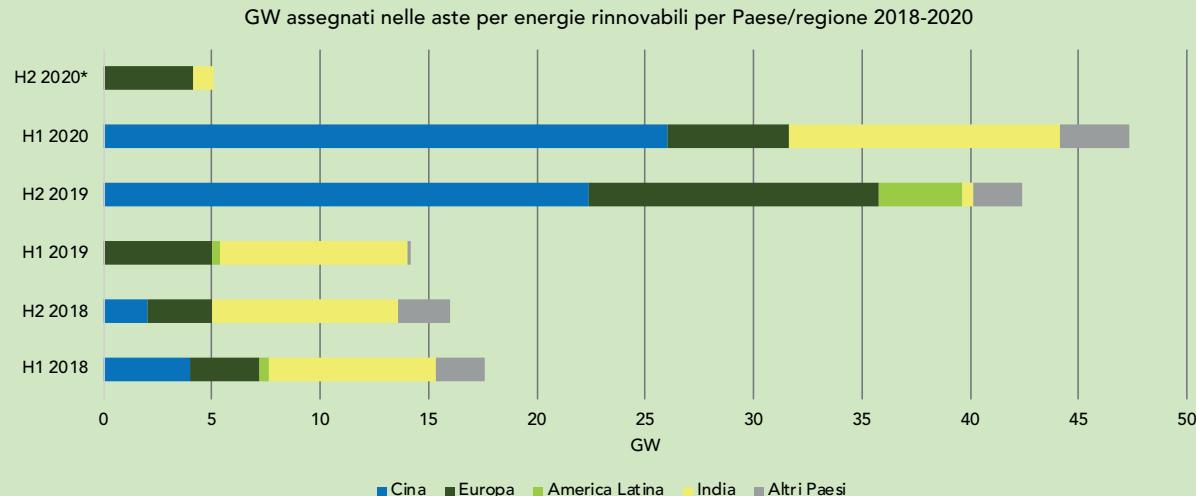
Il Decreto FER 1 – Registri: Visione per fonte - Idroelettrico

- Di seguito si riporta, per le fasce di taglia indicate, il **valore medio della remunerazione** assicurata dagli impianti eolici tramite la partecipazione ai registri.



Box 5: Le aste nel mondo - Risultati 2018-2020

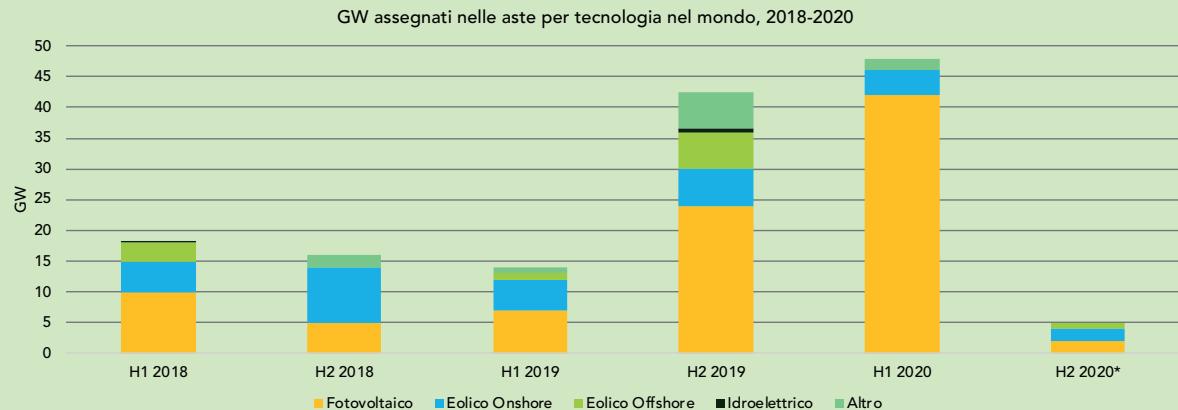
- Il grafico mostra l'**assegnazione** di potenza tramite il meccanismo delle aste in **varie aree** del mondo nel periodo **2018-2020**, dividendo i dati di ogni anno tra primo e secondo semestre. È importante sottolineare che i dati del secondo semestre 2020 sono aggiornati ad ottobre 2020.



Fonte: IEA

1. I numeri delle rinnovabili in Italia

- Confrontando i **GW assegnati** alle rinnovabili tramite il meccanismo delle aste nel **mondo** per tipologia di fonte, si evidenzia una **crescita** importante delle assegnazioni per il **fotovoltaico** nel periodo **2018-2020**. Da sottolineare che i dati del secondo semestre del 2020 sono aggiornati ad ottobre 2020.

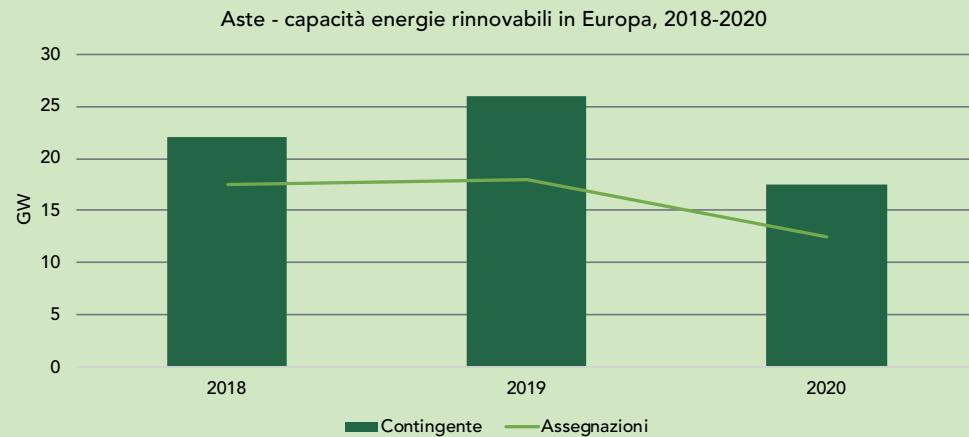


(*) Aggiornamento ad ottobre 2020

Fonte: IEA

Box 6: Le aste in Europa - Risultati 2018-2020

- Per quanto riguarda le aste in **Europa**, si evidenzia come nel **2020** ci sia stata una **riduzione** sia nel contingente messo a disposizione con il meccanismo delle aste per le rinnovabili, sia nella **capacità assegnata** come conseguenza.
- Il prezzo medio per le aste per progetti **fotovoltaici** in Europa nel **2020** è stato **56 €/MWh**, mentre il prezzo medio per le aste di progetti di **eolico onshore** in Europa nel 2020 è stato **46 €/MWh**.



Fonte: Wood Mackenzie, IEA

Box 7: Le aste in Europa - Risultati 2019

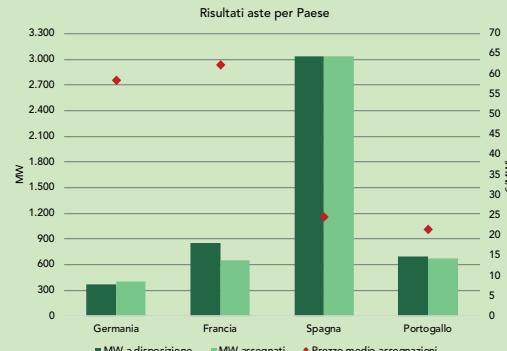
- Sono qui riportati i **MW** assegnati tramite il meccanismo delle aste in alcuni Paesi europei nel **2019**.

| Paese | Fonte | MW |
|-------------|---|----------------------|
| Danimarca | Fotovoltaico | 83 MW assegnati |
| | Fotovoltaico ed eolico (ibrido) | 93 MW assegnati |
| Francia | Eolico offshore | 600 MW assegnati |
| | Fotovoltaico | 855 MW assegnati |
| | Fotovoltaico | 858 MW assegnati |
| Regno Unito | Eolico offshore | 5.470 MW assegnati |
| | Eolico onshore | 330 MW assegnati |
| Portogallo | Fotovoltaico | 1.300 MW assegnati |
| | Energy storage | 50-100 MW annunciati |
| | Floating PV | 50 MW offerti |
| Polonia | Eolico onshore | 2.200 MW assegnati |
| Grecia | Fotovoltaico ed eolico (asta congiunta) | 437,78 MW assegnati |
| | Fotovoltaico | 143 MW assegnati |
| | Fotovoltaico | 105,09 MW assegnati |
| | Eolico | 179,5 MW assegnati |
| | Eolico | 224 MW assegnati |
| Germania | Fotovoltaico | 153 MW assegnati |
| | Fotovoltaico | 501 MW assegnati |
| | Eolico onshore | 500 MW assegnati |

Fonte: REN21

Box 8: Le aste in Europa - Risultati aste recenti per Paese

- Il grafico illustra i risultati di alcune aste recenti per **Germania, Francia, Spagna e Portogallo**, mostrando i MW a disposizione, i MW assegnati e il prezzo medio delle assegnazioni. Le aste considerate si sono svolte tra il **2020** e il **2021**.
- L'asta considerata in Germania si è svolta a **dicembre 2020**, dedicata ad **eolico onshore**, in cui i **58** progetti vincenti, per un totale di **399 MW**, hanno superato la capacità a disposizione di **366 MW**, dopo due anni in cui il contingente a disposizione non era stato saturato. Inoltre, durante la seconda **Innovation Tender** in Germania, sono stati assegnati oltre 250 MW progetti di **fotovoltaico con energy storage**, con un prezzo medio di circa **45 €/MWh**.
- In Francia, l'asta svoltasi ad aprile 2020 ha visto **649 MW** assegnati a progetti fotovoltaici sui **850 MW** a disposizione.
- L'asta di **gennaio 2021** considerata per la **Spagna** era aperta a **qualsiasi fonte rinnovabile**. Il risultato finale ha assegnato **2,03 GW** a progetti fotovoltaici e **998 MW** a progetti eolici.
- In **Portogallo**, l'asta svoltasi ad agosto 2020 per progetti fotovoltaici ha assegnato il **72%** della capacità secondo lo schema di **prezzo flessibile**, il **26%** con compensazione **fissa** e l'**1%** con **CfD** (Contract for Differences).



Fonte: Rielaborazione E&S da fonti varie

Box 9: Le aste in Europa - Previsioni assegnazioni per il 2021

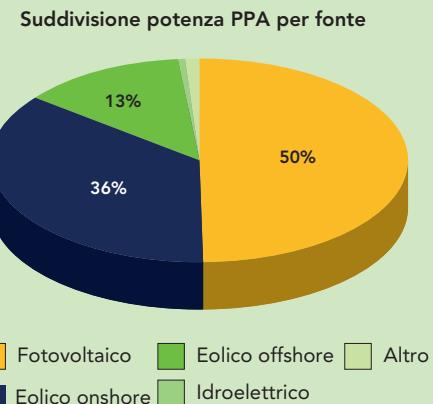
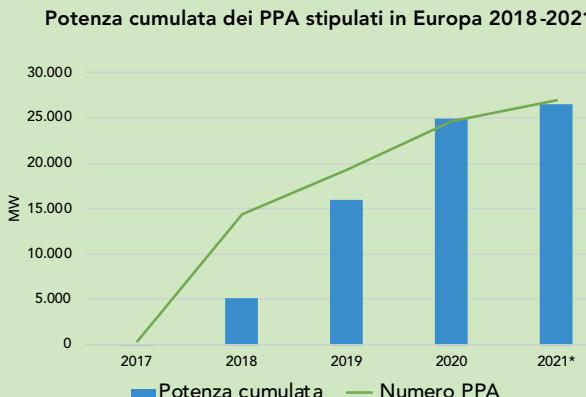
- La tabella riporta le **previsioni** per il **2021** rispetto alle **assegnazioni** di GW tramite il meccanismo delle aste per le fonti rinnovabili in alcuni Paesi Europei.

| Paese | Fonte | GW |
|-------------|---|-----|
| Germania | Fotovoltaico | 1,9 |
| | Eolico onshore | 4,5 |
| | Eolico offshore | 1 |
| | Fotovoltaico e Eolico onshore | 0,5 |
| Francia | Fotovoltaico | 2,9 |
| | Eolico onshore | 1,7 |
| | Eolico offshore | 1,3 |
| Spagna | Fotovoltaico | 2,8 |
| | Eolico onshore | 2,5 |
| Regno Unito | Fotovoltaico, Eolico onshore, Eolico offshore | 12 |
| Norvegia | Eolico offshore | 4,5 |
| Polonia | Fotovoltaico, Eolico onshore | 2,3 |

Fonte: S&P Global

Box 10: L'andamento dei PPA in Europa

- Osservando la **potenza** riferita ad **impianti** coinvolti in **contratti PPA** stipulati in **Europa** nell'ultimo triennio si nota come la crescita avuta fra il 2018 e il 2019, in cui la potenza era più che raddoppiata, si è arrestata nel 2020, risentendo probabilmente della crisi Covid.
- La **metà** della potenza proviene da impianti **fotovoltaici**, mentre più di un terzo (36%) da **eolici onshore**.



(*)Aggiornamento a febbraio 2021
Fonte: Pexapark

I risultati di Aste e Registri: Messaggi chiave

- Aste e Registri in Italia erano nati per regolare, in un contesto di stimolo della competizione, gli strumenti di incentivazione per le installazioni a rinnovabili, traghettando progressivamente il sistema verso condizioni puramente di mercato.
- Una scelta a dire il vero che, come visto, è in linea con quanto fatto anche a livello europeo, con due differenze però, e certo non trascurabili:
 - **in Italia il tasso di saturazione delle aste per gli impianti di più grande taglia risulta più basso di quanto fatto registrare in altri Paesi europei e, di conseguenza, i prezzi medi di offerta sono risultati più alti;**
 - lo sviluppo dei meccanismi di mercato (PPA) risulta essere ancora deficitario rispetto ad alcuni altri paesi europei.
- Il combinato disposto dei due punti precedenti, fa sì che **l'andamento delle installazioni di grande taglia sia stato decisamente penalizzato**. Non è un caso che **per le taglie più piccole, invece, i registri abbiano portato a mettere ordine e regolare efficacemente la crescita di quei segmenti di mercato**.
- E' indubbio, come detto altrove in questa sezione, che **il Covid abbia giocato un ruolo nel rendere meno vivace il mercato**, ma è d'altra parte evidente che **la crisi dei «grandi impianti»** (e dei relativi rifacimenti di quelli più vecchi, ma con ancora tanto potenziale da esprimere) **abbia origini più profonde che impediscono alle aste di supportare adeguatamente il mercato**.
- Si rende indispensabile un intervento sui processi correlati (in primis quelli autorizzativi, ma anche le norme sull'impiego del suolo) se si vuole trarre il beneficio sperato dalle rinnovabili. Ciò che è accaduto e accade in altri Paesi deve essere da stimolo per la riflessione in Italia.

Indice capitolo

L'andamento delle installazioni

Il Fotovoltaico in Italia

L'Eolico in Italia

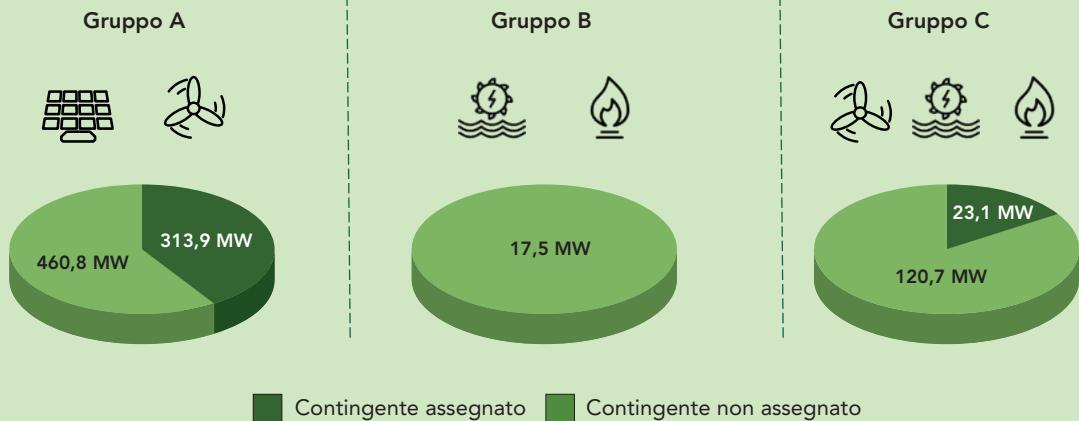
Le altre Rinnovabili in Italia

Aste e Registri: Il quadro dei meccanismi di supporto alle Rinnovabili in Italia

FOCUS: I risultati di dettaglio del terzo e quarto bando del Decreto FER 1

Box 11: Risultati terzo bando – Aste

- Nel terzo round di Aste sono stati complessivamente assegnati **433,8 MW** a fronte di una disponibilità di **1.340,8 MW**.
- Nessun gruppo ha raggiunto la **saturazione** del contingente messo a disposizione, in particolare il **Gruppo B** non ha visto **nessuna assegnazione** rispetto ai 17,5 MW disponibili.



Box 12: Risultati terzo bando – Aste Gruppo A

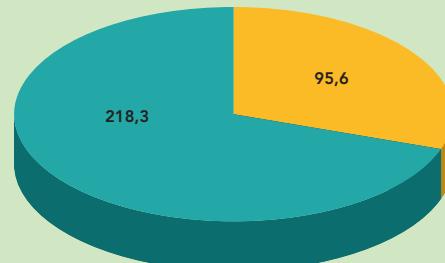
- Del contingente di **774,7 MW** messi a disposizione per il Gruppo A sono pervenute 16 richieste per una potenza totale pari a **329,9 MW**.
- Tra le 15 richieste in posizione utile oltre il **73%** è andato ad **impianti eolici** e la rimanente quota alle 4 richieste provenienti da impianti fotovoltaici. L'eolico ha spiccato anche per la quantità di potenza complessiva assegnata con **218,3 MW**. Il fotovoltaico invece ha avuto un ruolo inferiore, vedendo accettata una potenza pari a **95,6 MW**.

Richieste inviate [MW]



█ In posizione utile █ Escluse
█ In posizione non utile █ Rinunce

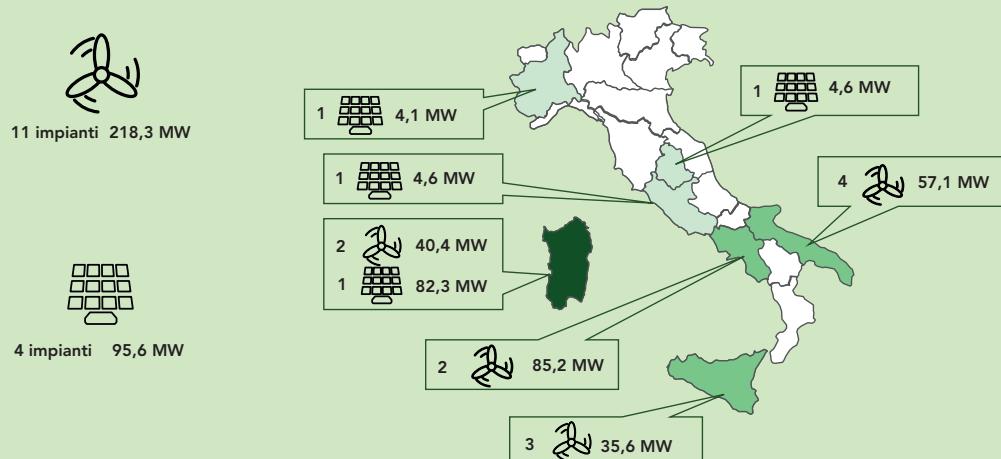
Richieste in posizione utile [MW]



█ Fotovoltaico █ Eolico

Box 13: Il Decreto FER 1: Risultati terzo bando – Aste Gruppo A

- La maggior parte delle **richieste in posizione utile** sono attribuite ad impianti localizzati nelle regioni centro-meridionali. La regione con il maggior numero di impianti è la **Sardegna**, in cui si trova un **eolico da 40,4 MW** e un impianto **fotovoltaico da 82,3 MW**, di taglia molto superiore rispetto agli altri tre fotovoltaici.



- Gli **impianti eolici** accettati in posizione utile hanno **potenza compresa tra 4,4 MW e 50,5 MW** con media pari a **19,5 MW**. L'impianto fotovoltaico di taglia maggiore ha potenza pari a **82,3 MW**, mentre gli altri tre fotovoltaici in posizione utile si attestano intorno ai **4 MW** di potenza.
- La riduzione percentuale maggiore (-7,2%) è stata presentata da uno degli impianti fotovoltaici da 4 MW , che si è assicurato una remunerazione per l'energia prodotta pari a **64,96 €/MWh**, mentre l'ultimo impianto ammesso in posizione utile si è assicurato una remunerazione pari a **68,53 €/MWh**.



Box 14: Il Decreto FER 1: Risultati terzo bando – Aste Gruppo C

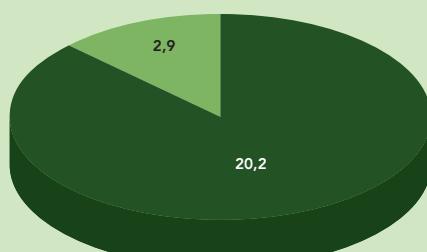
- Del contingente di **143,8 MW** messi a disposizione sono pervenute **5 richieste** per una potenza totale pari a **23,1 MW**. Tutte le richieste sono risultate **in posizione utile** e sono rappresentate da impianti idroelettrici. In particolare, oltre 20 MW sono costituiti da impianti a fonte idraulica ad acqua fluente e circa 3 MW da impianti a bacino.
- Gli impianti accettati hanno presentato l'offerta di prezzo medio con una **riduzione tra l'1-2%**, rispetto al **prezzo base d'asta di 80 €/MWh**.

Richieste inviate [MW]



█ In posizione utile
█ In posizione non utile
█ Escluse
█ Rinunce

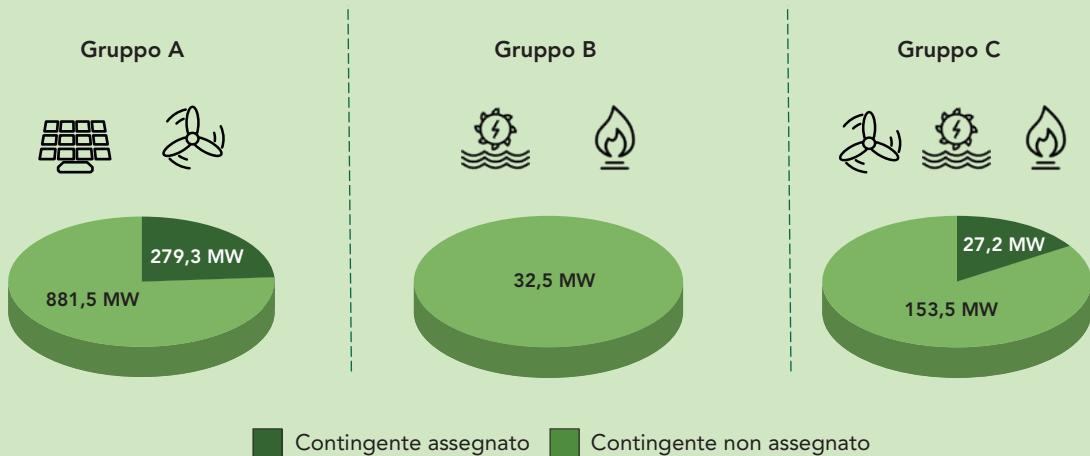
Richieste in posizione utile [MW]



█ Idraulica ad acqua fluente
█ Idraulica a bacino

Box 15: Il Decreto FER 1: Risultati quarto bando – Aste

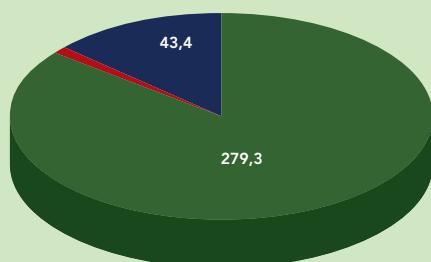
- Nel quarto round di Aste sono stati complessivamente assegnati **465,5 MW** a fronte di una disponibilità di **1.881,6 MW**.
- Così come nel bando precedente, nessun gruppo ha raggiunto la **saturazione** del contingente messo a disposizione, in particolare il **Gruppo B** non ha visto **nessuna assegnazione** rispetto ai 32,5 MW disponibili.



Box 16: Il Decreto FER 1: Risultati quarto bando – Aste Gruppo A

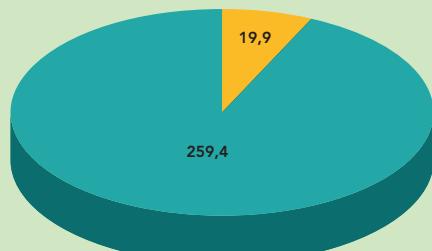
- Del contingente di oltre **1.000 MW** messi a disposizione sono pervenute 19 richieste per una potenza totale di circa **330 MW**.
- Tra le **14** richieste in posizione utile **11** rappresentano **impianti eolici** e le rimanenti **tre impianti fotovoltaici**. L'eolico ha spiccato anche per la quantità di potenza complessiva assegnata con **259,4 MW**. Il fotovoltaico invece ha avuto un ruolo molto limitato vedendo accettati **3** impianti (su 5 richieste pervenute) per una potenza totale pari a **19,9 MW**.

Richieste inviate [MW]



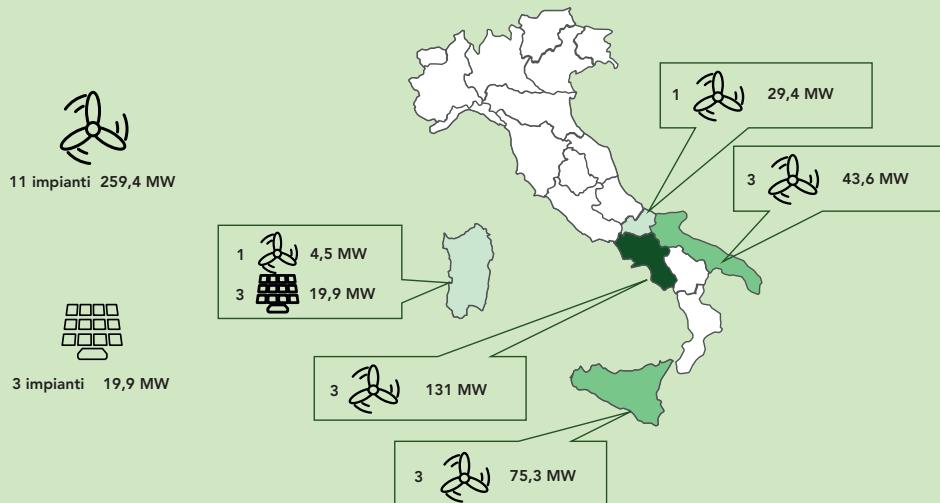
█ In posizione utile █ Escluse
█ In posizione non utile █ Rinunce

Richieste in posizione utile [MW]



█ Fotovoltaico █ Eolico

- La totalità delle **richieste in posizione utile** sono attribuite ad impianti localizzati nelle regioni centro-meridionali. Le regioni con il maggior numero di richieste in posizione utile sono **Campania, Puglia e Sicilia**.



1. I numeri delle rinnovabili in Italia

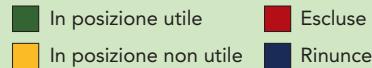
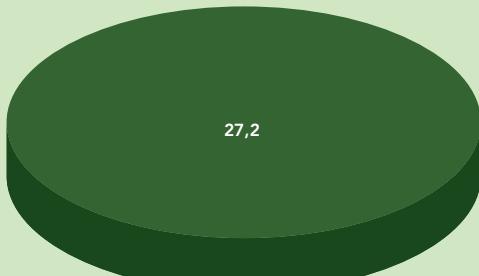
- Anche nel quarto bando, così come nel terzo, non si registrano particolari ribassi. Gli **impianti eolici** accettati in posizione utile hanno **potenza compresa tra 4,5 MW e 84 MW** con **media** pari a **23,6 MW**. La riduzione percentuale è uniforme tra gli impianti e limitata nell'ordine del 2%.
- Gli **impianti fotovoltaici** ammessi hanno taglia compresa **tra 4,2 MW e 10,5 MW**.



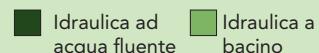
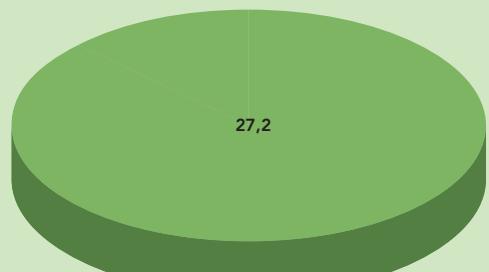
Box 17: Il Decreto FER 1: Risultati quarto bando – Aste Gruppo C

- Del contingente di **180,7 MW** messi a disposizione sono pervenute **2 richieste** per una potenza totale pari a **27,2 MW**. Entrambe le richieste sono risultate **in posizione utile** e sono rappresentate da impianti idroelettrici a bacino.
- Gli impianti accettati hanno presentato l'offerta di prezzo medio con una **riduzione del 2%**, rispetto al **prezzo base d'asta di 80€/MWh**.

Richieste inviate [MW]

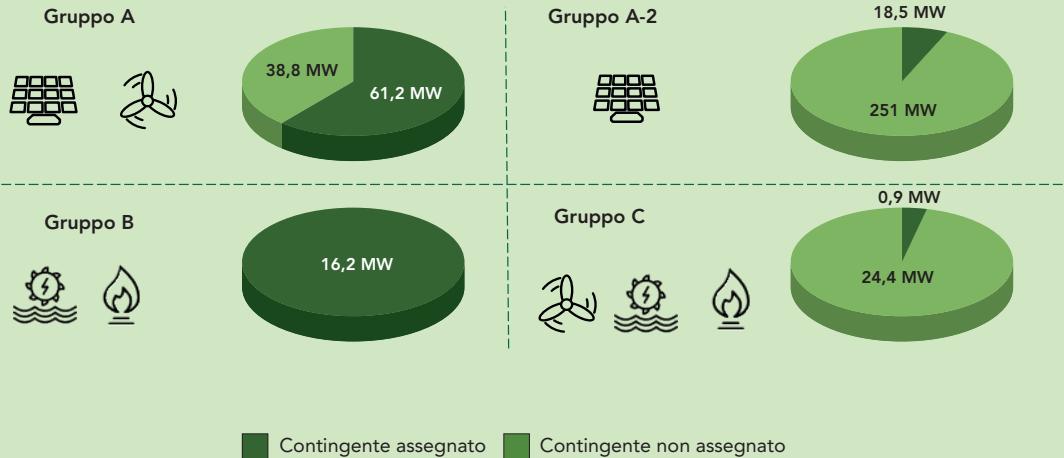


Richieste in posizione utile [MW]



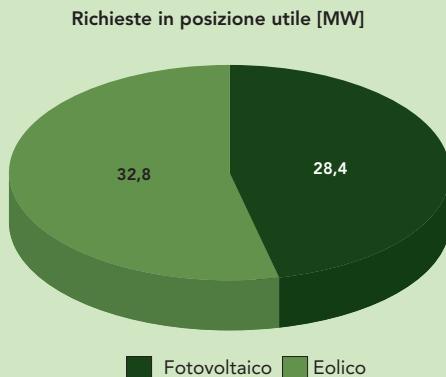
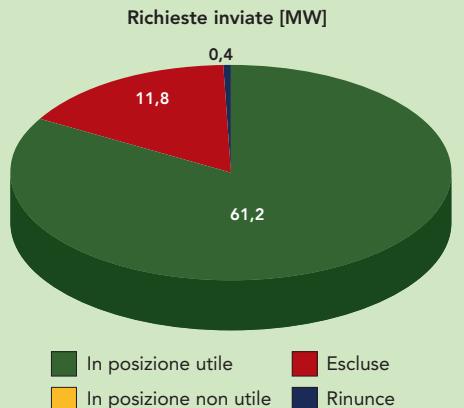
Box 18: Il Decreto FER 1: Risultati terzo bando – Registri

- A fine settembre sono stati pubblicati i risultati del terzo bando per aste e registri. Per quanto riguarda i registri, sono stati complessivamente assegnati **96,8 MW** a fronte di una disponibilità di **404,8 MW**.



Box 19: Il Decreto FER 1: Risultati terzo bando – Registri Gruppo A

- Per i **100 MW** messi a disposizione sono pervenute **407** richieste per una potenza totale pari a **73,8 MW**.
- Tra le **328 richieste in posizione utile** circa il **62%** è andato ad **impianti eolici** e il restante **38% al fotovoltaico**. L'eolico è stato anche la tipologia di impianto che ha visto la maggiore **potenza** assegnata con una quota pari al **53%** mentre il fotovoltaico si è imposto per il **47%**.

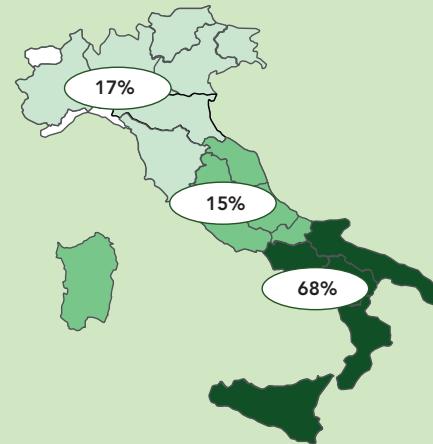


1. I numeri delle rinnovabili in Italia

- La maggior parte delle **richieste in posizione utile** sono attribuite ad impianti localizzati nelle regioni meridionali. Le regioni con il maggior numero di richieste in posizione utile sono **Puglia** (74), **Basilicata** (65), **Calabria** (33) e **Sicilia** (26).

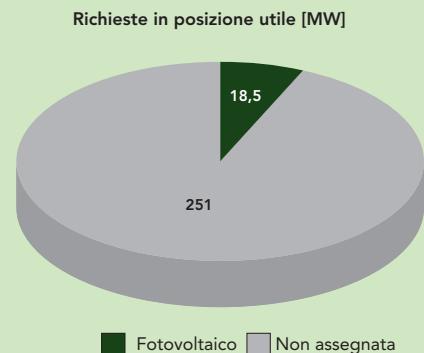
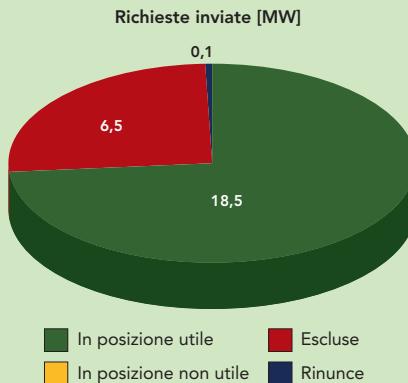


| Fonte | N° impianti | Potenza [MW] | N° impianti | Potenza [MW] |
|---------------|-------------|--------------|-------------|--------------|
| Nord | 2 | 0,12 | 50 | 10,4 |
| Centro | 11 | 4,3 | 22 | 5,1 |
| Sud | 189 | 28,3 | 54 | 13,4 |
| Totale | 202 | 37,7 | 126 | 28,5 |



Box 20: Il Decreto FER 1: Risultati terzo bando – Registri Gruppo A-2

- Per i **269,5 MW** messi a disposizione sono pervenute 134 richieste per una potenza totale pari a **25,2 MW**.
- Tra le **96 richieste in posizione utile il 100%** è stato assegnato al **fotovoltaico** con una potenza di 18,5 MW.

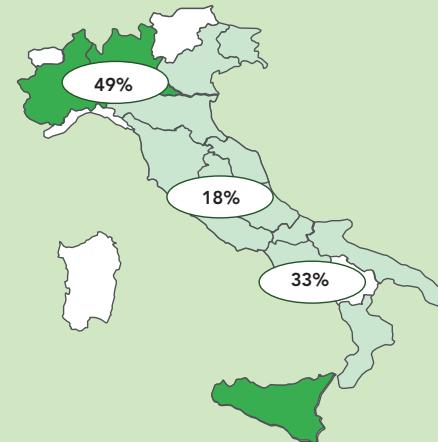


1. I numeri delle rinnovabili in Italia

- La maggior parte delle **richieste in posizione utile** sono attribuite ad impianti localizzati nelle regioni centro-meridionali. Le regioni con il maggior numero di richieste sono **Lombardia** (15), **Piemonte** (13), **Sicilia** (12).

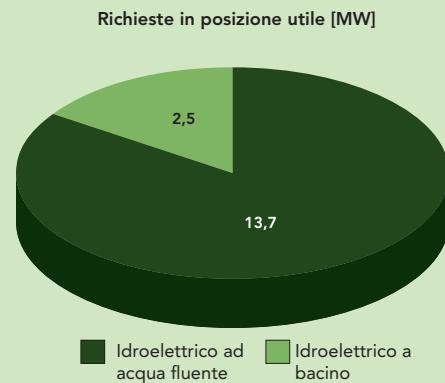
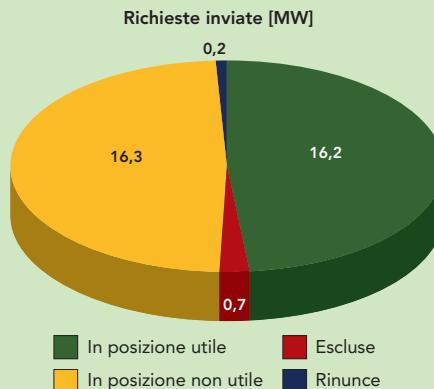


| | N° impianti | Potenza [MW] |
|---------------|-------------|--------------|
| Nord | 46 | 9,0 |
| Centro | 16 | 3,4 |
| Sud | 34 | 6,1 |
| Totale | 96 | 18,5 |



Box 21: Il Decreto FER 1: Risultati terzo bando – Registri Gruppo B

- Il contingente del terzo bando per il Gruppo B è stato innalzato da 10 a **16,2 MW** e sono pervenute **123** richieste per una potenza totale pari a **33,4 MW**.
- Tra le **46 richieste in posizione utile** il **100%** è stato assegnato **all'idroelettrico** con una potenza di **16,2 MW**, che ha saturato il contingente.

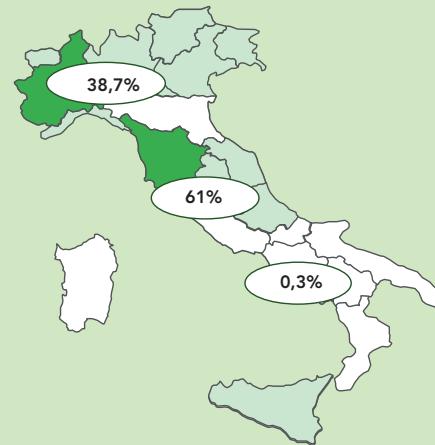


1. I numeri delle rinnovabili in Italia

- La maggior parte delle **richieste in posizione utile** sono attribuite ad impianti localizzati nelle regioni settentrionali. Le regioni con il maggior numero di richieste sono **Piemonte** (13), **Toscana** (12) e **Lombardia** (3).



| Fonte | N° impianti | Potenza [MW] | N° impianti | Potenza [MW] |
|---------------|-------------|--------------|-------------|--------------|
| Nord | 29 | 6,3 | 0 | 0 |
| Centro | 16 | 9,9 | 0 | 0 |
| Sud | 1 | 0,05 | 0 | 0 |
| Totale | 46 | 16,25 | 0 | 0 |



Box 22: Il Decreto FER 1: Risultati terzo bando – Registri Gruppo C

- Del contingente di **25,3 MW** messi a disposizione sono pervenute 2 richieste per una potenza totale pari a **0,9 MW**.
- Entrambe le **richieste sono risultate in posizione utile**, mentre 24,4 MW restano non assegnati.



1. I numeri delle rinnovabili in Italia

- La maggior parte delle **richieste in posizione utile** sono attribuite ad impianti localizzati nelle regioni settentrionali. Le regioni con il maggior numero di richieste sono **Piemonte** (13), **Toscana** (12) e **Lombardia** (3).

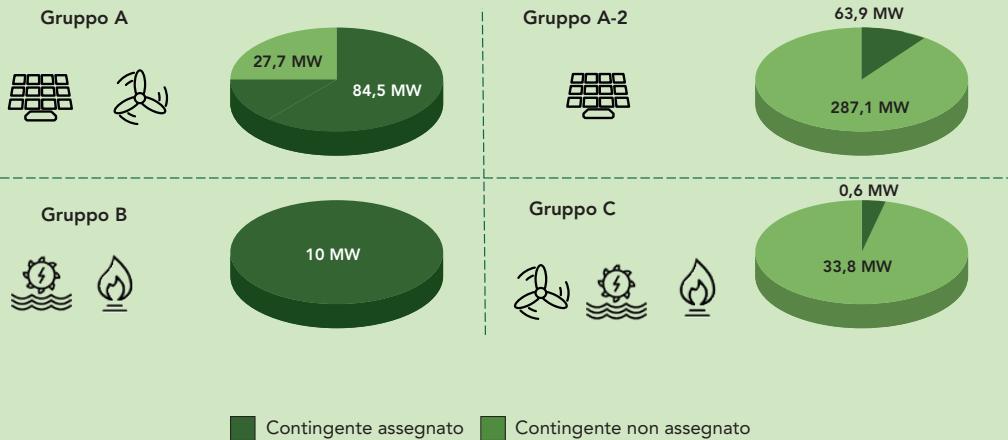


| | N° impianti | Potenza [MW] | N° impianti | Potenza [MW] | N° impianti | Potenza [MW] |
|---------------|-------------|--------------|-------------|--------------|-------------|--------------|
| Nord | 1 | 0,5 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Centro | 1 | 0,4 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Sud | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Totale | 2 | 0,9 | 0 | 0 | 0 | 0 |



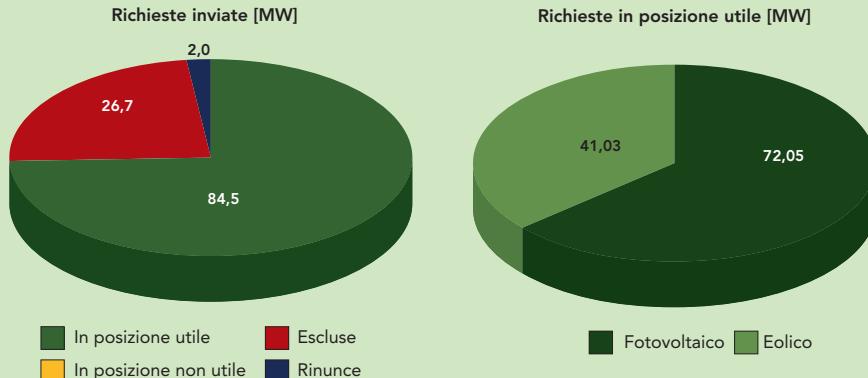
Box 23: Il Decreto FER 1: Risultati quarto bando – Registri

- A fine gennaio sono stati pubblicati i risultati del quarto bando per aste e registri. Per quanto riguarda i registri, sono stati complessivamente assegnati **159 MW** a fronte di una disponibilità di **507,6 MW**.

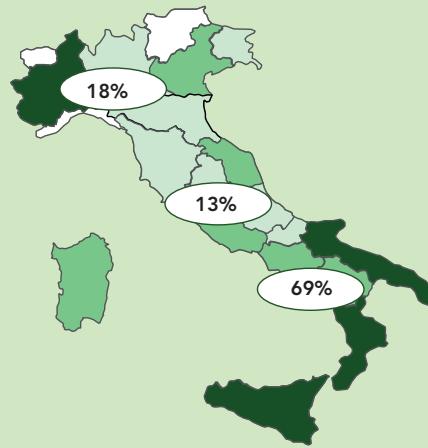
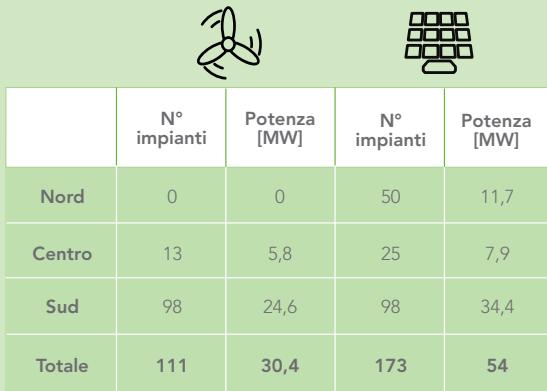


Box 24: Il Decreto FER 1: Risultati quarto bando – Registri Gruppo A

- Per i **112,2 MW** messi a disposizione sono pervenute 373 richieste per una potenza totale pari a **112 MW**.
- Tra le **284 richieste in posizione utile** circa il **61%** è andato al **fotovoltaico** e il restante **39%** agli **impianti eolici**. Il fotovoltaico è stato anche la tipologia di impianto che ha visto la maggiore **potenza** assegnata con una quota pari al **64%** mentre l'eolico si è imposto per il **36%**.

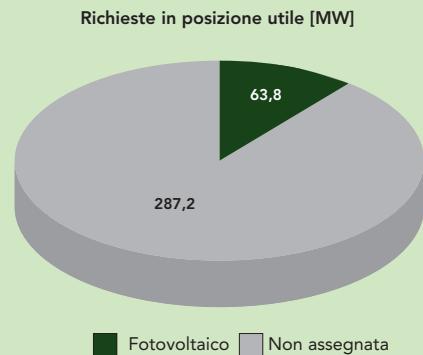
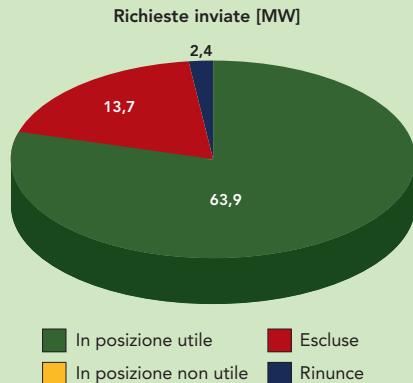


- La maggior parte delle **richieste in posizione utile** sono attribuite ad impianti localizzati nelle regioni meridionali. Le regioni con il maggior numero di richieste in posizione utile sono **Puglia** (62), **Calabria** (46), **Sicilia** (43) e **Piemonte** (23).



Box 25: Il Decreto FER 1: Risultati quarto bando – Registri Gruppo A-2

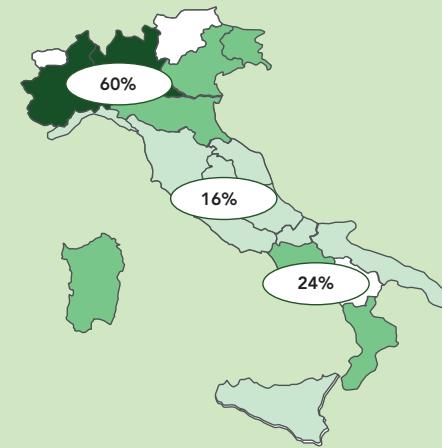
- Per i **351 MW** messi a disposizione sono pervenute 220 richieste per una potenza totale pari a **79,9 MW**.
- Tra le **177 richieste in posizione utile** il **100%** è stato assegnato al **fotovoltaico** con una potenza di **63,8 MW**.



- La maggior parte delle **richieste in posizione utile** sono attribuite ad impianti localizzati nelle regioni settentrionali. Le regioni con il maggior numero di richieste sono **Lombardia** (35), **Piemonte** (34).

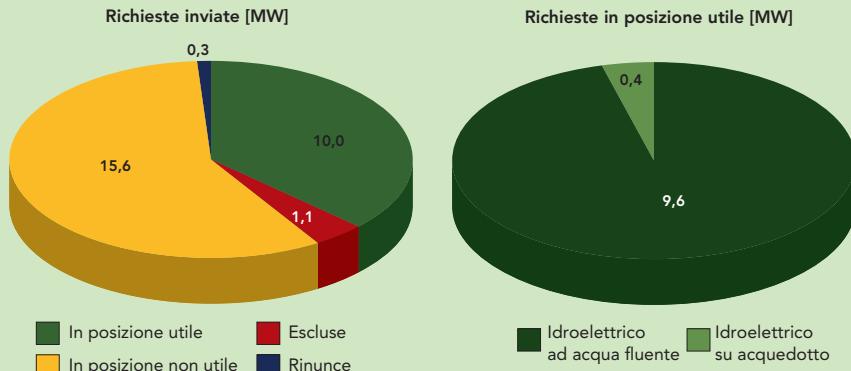


| | Nº impianti | Potenza [MW] |
|---------------|-------------|--------------|
| Nord | 105 | 33,8 |
| Centro | 29 | 11,3 |
| Sud | 43 | 18,4 |
| Totale | 177 | 63,9 |



Box 26: Il Decreto FER 1: Risultati quarto bando – Registri Gruppo B

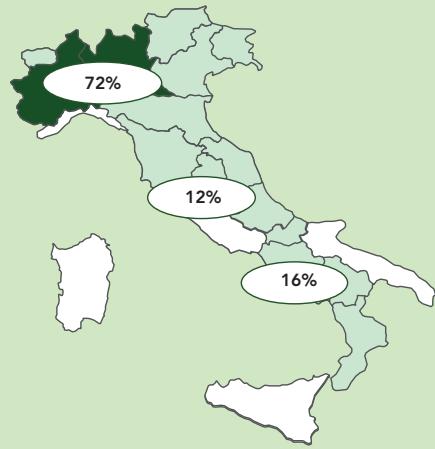
- Il contingente del quarto bando per il Gruppo B ammonta a **10 MW** e sono pervenute 129 richieste per una potenza totale pari a **27 MW**.
- Tra le **68 richieste in posizione utile** il **100%** è stato assegnato **all'idroelettrico** con una potenza di **10 MW**, che ha saturato il contingente.



- La maggior parte delle **richieste in posizione utile** sono attribuite ad impianti localizzati nelle regioni settentrionali. Le regioni con il maggior numero di richieste sono **Lombardia** (19) e **Piemonte** (12).

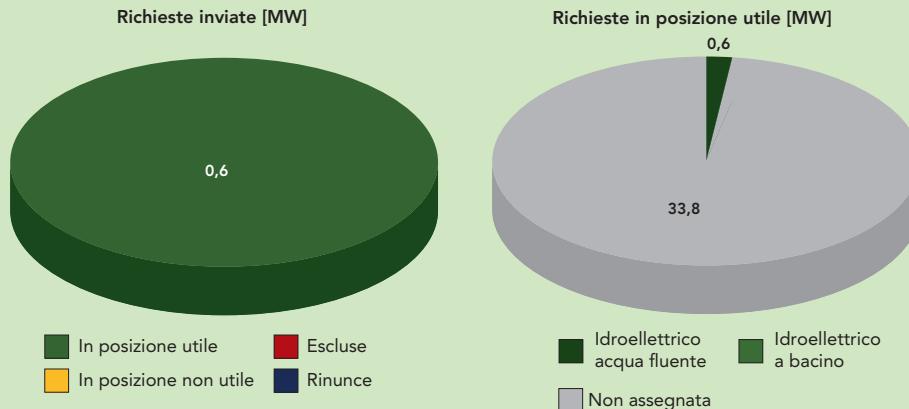


| | N° impianti | Potenza [MW] | N° impianti | Potenza [MW] |
|---------------|-------------|--------------|-------------|--------------|
| Nord | 47 | 7,3 | 2 | 0,3 |
| Centro | 7 | 0,9 | 1 | 0,1 |
| Sud | 11 | 1,4 | 0 | 0 |
| Totale | 65 | 9,6 | 3 | 0,4 |



Box 27: Il Decreto FER 1: Risultati quarto bando – Registri Gruppo C

- Del contingente di **34,4 MW** messi a disposizione è pervenuta 1 richiesta per una potenza pari a **0,6 MW**.
- La richiesta è risultata in **posizione utile**, mentre 33,8 MW restano non assegnati.



- L'unica **richiesta inviata** è attribuita ad un unico impianto localizzato in **Lombardia**.



| | N° impianti | Potenza [MW] | N° impianti | Potenza [MW] | N° impianti | Potenza [MW] |
|---------------|-------------|--------------|-------------|--------------|-------------|--------------|
| Nord | 1 | 0,6 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Centro | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Sud | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Totale | 1 | 0,6 | 0 | 0 | 0 | 0 |





POLITECNICO
MILANO 1863
SCHOOL OF MANAGEMENT



2

I trend tecnologici che ridisegnano fotovoltaico ed eolico: un benchmark a livello globale

Partner



Sponsor

KEY ENERGY
THE RENEWABLE ENERGY EXPO

Con il patrocinio di

ANIE
CONFESSIONI

ANIE ENERGIA
Rinnovabili

ENEA
PERIODICO ITALIANO DI TECNOLOGIA

fiper
PERIODICO ITALIANO DI TECNOLOGIA

Obiettivo del capitolo

- Gli obiettivi del secondo capitolo del Rapporto sono:
 - **Individuare i principali trend tecnologici** in atto nei campi del **solare fotovoltaico e delle turbine eoliche** ed i possibili sviluppi nel breve e medio periodo.
 - **Analizzare l'impatto** che queste novità in campo tecnologico hanno e avranno sul **costo degli impianti** (e di conseguenza sul costo di generazione dell'energia) e **sull'efficienza degli stessi**, valutando un'eventuale **incremento della produttività** degli impianti nel breve e medio periodo.
 - Individuare eventuali altre **variazioni negli scenari di mercato** condizionate dallo sviluppo delle tecnologie di produzione di energia fotovoltaica ed eolica.

Indice capitolo

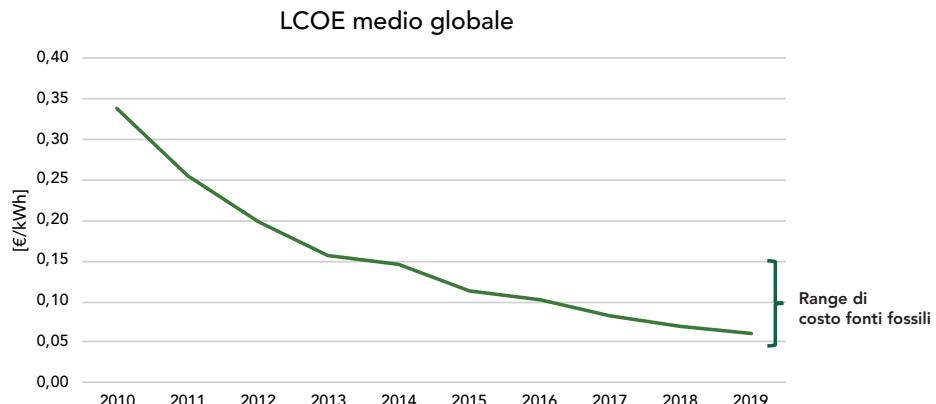
I trend tecnologici nel Fotovoltaico

I trend tecnologici nell'Eolico

2. I trend tecnologici che ridisegnano fotovoltaico ed eolico: un benchmark a livello globale

L'andamento nel tempo dell'LCOE

- La **diminuzione del costo degli impianti fotovoltaici**, e di conseguenza dell'energia da essi prodotta, sta proseguendo, anche se con **ritmi più contenuti** rispetto all'inizio del decennio scorso raggiungendo **valori di costo competitivi con le fonti fossili**.
- Anche se il valore **dell'LCOE locale**, come dimostrato anche dagli andamenti delle Aste presentate nella Sezione precedente, è **fortemente condizionato dal contesto del mercato specifico**, è altrettanto **indubbio che la discesa intrapresa nei costi di produzione di energia da fotovoltaico sia stata (e sia per il futuro) sostenuta da una significativa evoluzione della tecnologia**.



Fonte: rielaborazione E&S su dati IRENA, 2020

Le tecnologie «abilitanti» i trend di diminuzione dell'LCOE

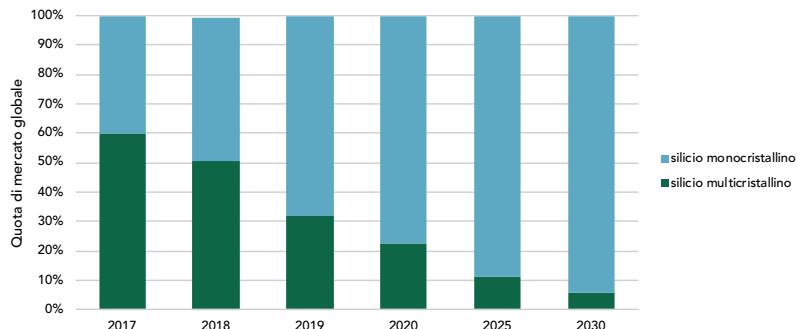
- Il **costo dell'energia prodotta** dagli impianti fotovoltaici è principalmente condizionato dal **costo della tecnologia** (in contrapposizione a ciò che accade per le fonti fossili, fortemente influenzate dal costo del fuel), ed in particolare da quello dei **moduli fotovoltaici** e dei **materiali** che li compongono. Questi sono infatti i principali oggetti di ricerca in questo campo; ciò ha portato al costante sviluppo dei materiali, dei processi e delle strutture che compongono i moduli fotovoltaici, al fine di ottenere una sempre maggiore efficienza ad un più basso costo.
- Le **principali novità tecnologiche** degli ultimi anni vengono presentate **suddivise per fase di design del pannello fotovoltaico** e dell'impianto nel suo insieme, evidenziando le **alternative attualmente a mercato e le implicazioni**, in termini di costo e prestazioni, **delle diverse scelte progettuali**.



2. I trend tecnologici che ridisegnano fotovoltaico ed eolico: un benchmark a livello globale

Wafer

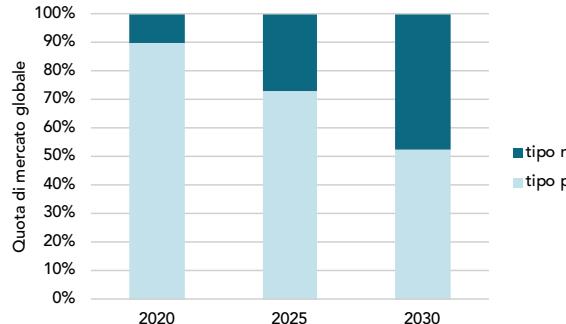
- Il **wafer di silicio** è ottenuto attraverso processi meccanici da un lingotto di silicio policristallino. A seconda dei processi di produzione applicati, il lingotto può essere di tipo **multicristallino** (solidificazione direzionale) o **monocristallino** (processo Czochralski). In questo secondo caso il prodotto risulta avere un reticolo cristallino più ordinato e perciò si registrano minori perdite nel trasporto degli elettroni, con conseguente maggior efficienza fotovoltaica.
- Queste due tecnologie hanno condiviso il mercato per molti anni, essendo caratterizzate rispettivamente da minori costi ed efficienze e migliori prestazioni, ma a costi più elevati. **Oggi è però parere comune che la tecnologia con silicio monocristallino si avvii ad occupare una sempre maggiore fetta di mercato**, a discapito dei wafer di silicio multicristallino, poiché i **maggiori valori di efficienza** raggiunti dai wafer a silicio monocristallino hanno portato ad una riduzione dei costi di questa tecnologia.



Fonte: rielaborazione E&S su dati ITRPV, 2020

Wafer

- Un ulteriore trend riguardo la tecnologia dei wafer è quello relativo al **tipo di drogaggio applicato**. La tecnica del drogaggio permette di **aumentare la conducibilità elettrica delle celle**, attraverso l'aggiunta di atomi di fosforo (drogaggio di tipo n) o di boro (drogaggio di tipo p) sui wafer.
- Ad oggi le **migliori prestazioni dei processi di produzione delle celle basate su n-type wafer** sono dimostrate, e ciò permette di prevedere una **sempre maggiore presenza di questa tecnologia sul mercato** (27% del mercato globale al 2025). Questo trend non è ad oggi ancora visibile a causa della necessità di **aggiornare le linee di produzione** delle celle per sostituire l'applicazione del drogaggio p con quello n; ciò comporta una ancora ridotta produzione di pannelli con drogaggio n, e un conseguente maggior prezzo degli stessi.
- Per questa ragione è recentemente intervenuto sul mercato un ulteriore tipo di **drogaggio p**, quello **con gallio**, che permette di ottenere migliori prestazioni rispetto al drogaggio p con boro nei processi p-based.

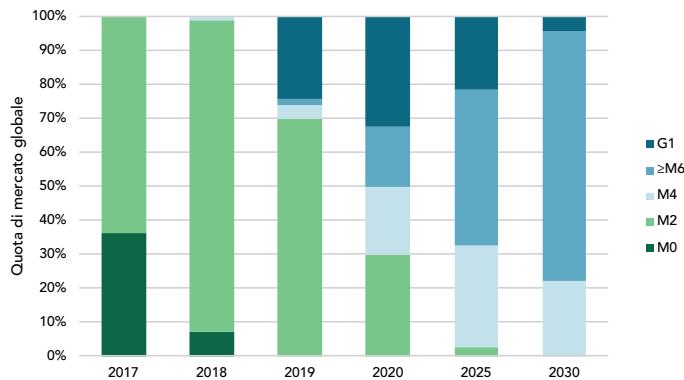


Fonte: rielaborazione E&S su dati ITRPV, 2020

2. I trend tecnologici che ridisegnano fotovoltaico ed eolico: un benchmark a livello globale

Wafer

- Un altro aspetto di attuale fervente sviluppo è dato dalla dimensione dei wafer. **L'area del wafer per molti anni è stata considerata standard**, pari a 156 x 156 mm (denominata M0); negli ultimi anni, invece, sono state sviluppate numerose varianti rispetto a questa versione, a partire dal M2, di 156,7 x 156,7 mm, fino ad arrivare al più recente M12, che misura 210 x 210 mm.
- Il grafico mostra come i **wafer di dimensione considerata «standard» fino a pochi anni fa, sono destinati sparire dal mercato**, a favore dei wafer di dimensione maggiore. Nonostante questa repentina variazione, ci si aspetta che nel breve periodo la produzione si stabilizzerà su una **nuova «dimensione standard»** poiché sia i produttori che gli installatori non traggono vantaggio da una continua modifica delle dimensioni dei pannelli sul mercato.



Fonte: rielaborazione E&S su dati ITRPV, 2020

Wafer

- **Aumentare l'area del wafer significa aumentare la potenza producibile dallo stesso**, e di conseguenza la potenza del modulo fotovoltaico finito. Questo sviluppo avviene senza un significativo aumento di costo unitario di produzione del modulo e porta ad una **riduzione dei costi di BOS per watt installato nelle grandi installazioni a terra con l'uso di tracker monoassiali** poiché permette di aumentare la potenza di ciascuna stringa di moduli, e di conseguenza ridurre il **costo per watt dei componenti elettrici, degli inverter di stringa e dei tracker**.
- L'aumento delle dimensioni del wafer, e di conseguenza del modulo, **va ad incidere**, però, anche **sulla gestione delle diverse fasi di vita del pannello**: dalla fornitura dei materiali, al trasporto, all'installazione. Quest'ultima fase è particolarmente critica nel caso di **revamping, dove le strutture di sostegno dei pannelli sono state dimensionate per moduli più piccoli di quelli con cui vengono sostituiti**, problematica ancora più accentuata nel caso di revamping o repowering di impianti che prevedevano già l'uso di tracker. Il mercato sta perciò perseguitando **l'equilibrio tra riduzione dei costi e compatibilità col sistema**.

Celle

- La **tecnologia convenzionale** utilizzata per la struttura delle celle **fino al 2018**, era l'**Al-BSF** (Aluminium Back Surface Field), tecnologia utilizzata per tutte le celle a silicio multicristallino ma applicata anche a celle in silicio monocristallino. Questa tecnologia permette di raggiungere valori di efficienza della cella intorno al 20%.
- Ad oggi questa tecnologia è stata rapidamente sostituita sul mercato dalla tecnologia **PERC** (Passivated Emitter Rear Contact) che si è imposta come **nuovo standard attuale**. Questa tecnologia prevede di passivare la superficie posteriore della cella al fine di migliorare le proprietà elettroniche ed ottiche della superficie posteriore della cella e massimizzare la liberazione e la cattura degli elettroni. In questo modo l'efficienza delle celle PERC, applicate a silicio monocristallino, ha raggiunto il 22,7% e si prevede abbia ancora **qualche margine di miglioramento**.
- **L'incremento di costo** di questa tecnologia è risultato **contenuto**, anche grazie al fatto che le linee di produzione di celle con tecnologia Al-BSF possono essere adattate all'applicazione della tecnologia PERC.

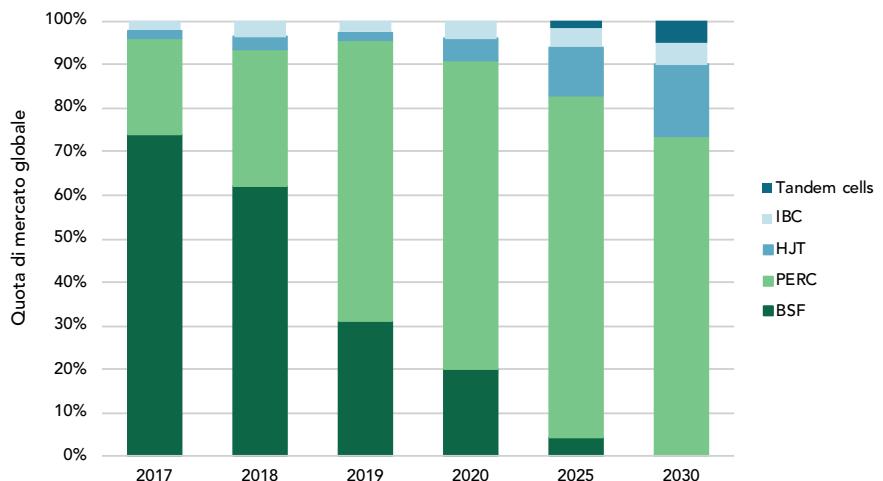
Celle

- A fianco a queste tecnologie se ne trovano altre, considerate promettenti ma che ancora non hanno raggiunto livelli di sviluppo tali da occupare una quota rilevante di mercato. La principale ad oggi è la **tecnologia HJT (Heterojunction Technology)**; protetta da brevetti per diversi anni, è invece oggi in produzione da parte di un maggior numero di attori del mercato per l'alta efficienza ottenibile e per l'ottimale costo per watt.
- I principali vantaggi della tecnologie HJT risiedono nel **basso coefficiente di temperatura, una buona prestazione per i moduli bifacciali e un processo di produzione più breve**; tuttavia bisogna considerare la necessità di alti investimenti per organizzare la linea di produzione, molto diversa dalle precedenti.

2. I trend tecnologici che ridisegnano fotovoltaico ed eolico: un benchmark a livello globale

Celle

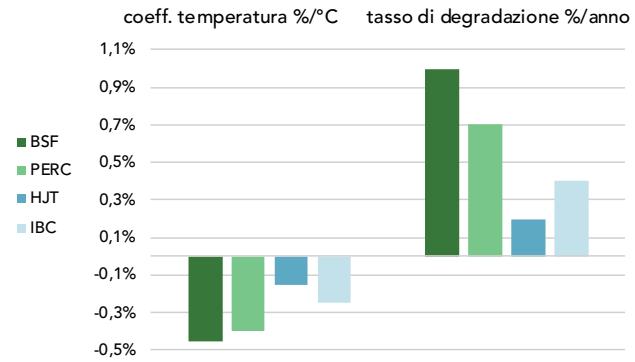
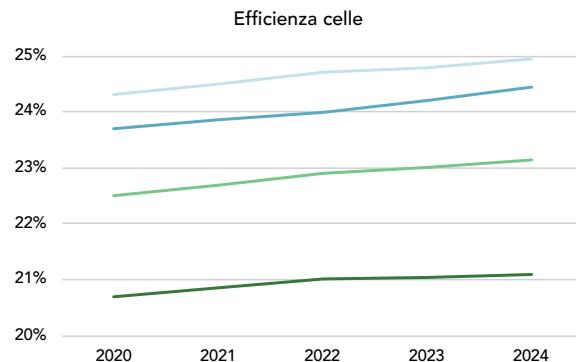
- Nel grafico è riportata variazione delle quote di mercato relative alle diverse tecnologie per le celle fotovoltaiche. Si nota che attualmente la maggiore quota è quella relativa alla tecnologia PERC e che in soli 4 anni (dal 2017 al 2020) le quote di mercato relative a celle con tecnologia BSF e celle con tecnologia PERC si sono invertite.



Fonte: rielaborazione E&S su dati ITRPV, 2020

Celle

- I diversi tipi di celle presentano diversi valori di efficienza e **diverse prestazioni in termini di coefficiente di temperatura e tasso di decadimento**, così come riportati nel grafico, con conseguente **miglioramento nella produttività** dei pannelli fotovoltaici.

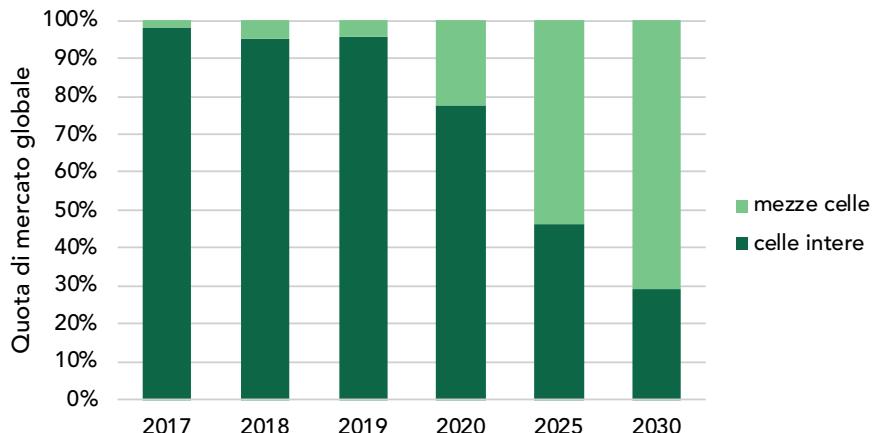


- Infine, ancora in fase di ottimizzazione è la soluzione per **celle tandem**, la cui tecnologia prevede l'uso di diversi materiali impilati, al fine di **raccogliere una più ampia parte dello spettro luminoso**. La scelta dei materiali ottimali da combinare è ancora oggetto di studio e attualmente i risultati più promettenti sono forniti dalle **celle tandem silicio/perovskite**, che hanno raggiunto un'efficienza certificata del 29,5%.

2. I trend tecnologici che ridisegnano fotovoltaico ed eolico: un benchmark a livello globale

Moduli

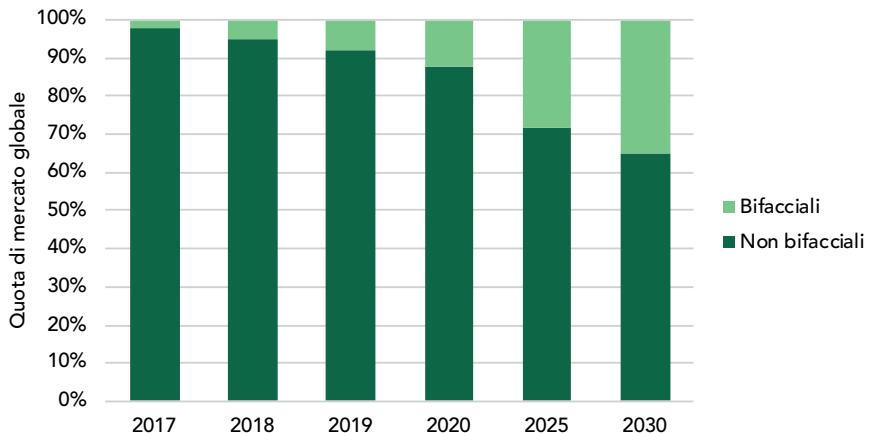
- Ulteriore novità per la tecnologia dei moduli fotovoltaici è l'uso delle **mezze celle**: utilizzare 120 mezze celle, al posto di 60 celle (tagliando cioè a metà la cella solare all'inizio del processo di produzione dei moduli) comporta una sensibile **riduzione delle perdite di resistenza all'interno del modulo** e perciò un aumento della potenza erogabile dallo stesso.
- Il processo attraverso il quale le celle vengono divise è ancora oggetto di ricerca al fine di ottimizzarlo e ridurre al minimo gli effetti collaterali di questa pratica, ma già oggi i moduli costituiti da mezza celle occupano **una parte significativa del mercato**.



Fonte: rielaborazione E&S su dati ITRPV, 2020

Moduli

- Importante trend del mercato è la diffusione della produzione dei moduli bifacciali. I moduli, grazie all'apposizione di **copertura trasparente sul retro delle celle**, permettono di sfruttare, per la produzione di energia elettrica, anche parte della **radiazione riflessa** sul suolo. Ciò comporta un **aumento della potenza prodotta che può andare dal 5% al 30%**, a seconda delle tecnologie utilizzate e delle condizioni ambientali, **senza interventi tecnici o costi aggiuntivi significativi** e soprattutto **senza incrementare le dimensioni dell'impianto**.
- Il massimo incremento delle prestazioni viene ottenuto con l'applicazione di moduli bifacciali ad impianti forniti di tracker.



Fonte: rielaborazione E&S su dati ITRPV, 2020

Moduli

- I fattori che concorrono all'incremento della produzione di energia da parte dei moduli bifacciali sono:
 - **distanza del pannello dal suolo;**
 - **inclinazione e orientamento del pannello;**
 - **albedo della superficie sottostante i pannelli.**
- Quest'ultimo è il parametro più rilevante, ma nei progetti di agro-voltaico anche la distanza del pannello dal suolo acquista maggiore rilevanza poiché in questo caso i pannelli sono installati ad un'altezza maggiore dallo standard, al fine di permettere il proseguire di attività legate al mondo agricolo al di sotto degli stessi.
- Le celle maggiormente adatte all'applicazione della tecnologia bifacciale sono le HJT, ma essa può essere attuata anche su PERC e IBC. I moduli bifacciali più diffusi sono **vetro-vetro**, ovvero usano vetro come backsheet. Questa soluzione risulta piuttosto semplice ed economica, ma l'incremento di peso può essere significativo per l'utilizzo di tracker. Per questa ragione anche altri tipi di **backsheets trasparente** si stanno attualmente facendo spazio sul mercato.

Impianto – tracking

- L'applicazione di un **sistema di tracking nell'installazione di nuovi impianti fotovoltaici utility-scale** è ormai considerato uno standard per gli impianti utility-scale, poiché l'incremento in prestazioni che esso comporta controbilancia la necessità di un maggiore investimento iniziale, con un complessivo vantaggio in termini di LCOE.
- Si sta inoltre dimostrando particolarmente vantaggioso **l'accoppiamento dei sistemi di tracking con i moduli bifacciali**, applicazione che **comporta un vantaggio maggiore della somma dei benefici generati individualmente** dalle due tecnologie.
- La valutazione specifica sulla scelta di utilizzo di un sistema di tracking è comunque legata all'orografia locale, poiché in alcuni casi la morfologia del terreno non permette l'applicazione delle strutture; se non insorgono impedimenti di questo genere si può però considerare il tracking monoassiale (con orientamento est-ovest) uno standard, ma non mancano esempi di adozione di tracker bi-assiali.
- In caso di **revamping**, invece, ad oggi **la convenienza dell'aggiunta del tracker viene valutata caso per caso**, a seconda dello stato delle strutture già presenti sul campo.

Impianto – software

- Con la sempre maggiore **digitalizzazione del settore dell'energia**, l'inverter ha acquisito il ruolo di «**manager**» dei **sistemi solari**, grazie ai **sistemi di controllo software e hardware in esso contenuti** che consentono di individuare, in ciascuna condizione metereologica, le condizioni di lavoro più adatte al fine di estrarre in ogni momento la massima potenza disponibile. Gli inverter possono essere forniti anche con software che permettono un'efficiente interfaccia con lo storage e con i sistemi di Building **Energy Management System** per gli impianti residenziali.
- Parallelamente si sta sviluppando la centralizzazione **della gestione degli impianti a livello di SCADA**, forniti di software che permettono di attuare differenti azioni volte all'ottimizzazione del sistema.
- Tra le più diffuse e rilevanti vi sono:
 - **software di monitoraggio e analisi delle prestazioni**; i quali sono ottimizzati sulla base di dati storici ed aggiornabili. Il monitoraggio può inoltre avvenire tramite altri sistemi quali droni e termografica dinamica che permettono di ridurre i costi che sarebbero necessari all'analisi di persona e dei singoli componenti. A valle del monitoraggio, però, si mantiene la necessità di un intervento fisico sul campo per la risoluzione di eventuali problematiche individuate.

Impianto – software

- **software di gestione del portafoglio di impianti**; necessario per impianti utility scale. Permette di ottimizzare la produzione di energia da parte degli impianti a mercato automatizzandone il funzionamento, anche in logica best effort. Possono essere integrati con software per gestire l'accumulo abbinato all'impianto fotovoltaico. Questi software permettono anche di gestire la relazione con Terna e il GSE.
- altra importante applicazione software è a monte dell'installazione dell'impianto: i **software per la progettazione** permettono di calcolare ad esempio la potenzialità di sfruttamento di un'area e la potenzialità dell'applicazione dei sistemi di tracking, dando un **supporto pratico alle decisioni progettuali attraverso simulazioni**, invece che sulla base di calcoli teorici.
- Tra le **applicazioni software non ancora mainstream** nel campo del fotovoltaico vi sono:
 - **software di controllo**: permettono di gestire il punto di funzionamento dell'impianto e di controllare il sistema di tracciamento; questi sistemi diventano **sempre più necessari con l'aumento della potenza rinnovabile installata** e in base **all'Allegato 68 di Terna** (Condizioni generali di connessione alle reti AAT e AT - Sistemi di protezione regolazione e controllo) i nuovi impianti collegati in alta tensione devono obbligatoriamente avere software che permettano connessione al sistema di controllo di Terna, la quale dà delle indicazioni su come agire in caso di scompensi sulla rete.

Impianto – software

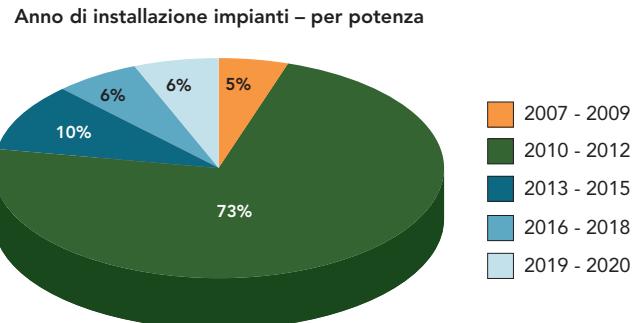
- **software di predictive maintenance**; sono sistemi di grandissima utilità poiché permettono la previsione di guasti ai diversi componenti dell'impianto, portando un importante vantaggio in numero di ore di stop evitate. La causa della diffusione ancora limitata di questi sistemi è da trovare nel meccanismo di funzionamento degli allarmi, i quali permettono di ottenere migliori risultati in campo meccanico rispetto al campo elettrico/elettronico su cui si basano i moduli fotovoltaici.
- **La diffusione di sistemi software** per la gestione e il controllo degli impianti **è destinata ad un sempre maggiore sviluppo** poiché i numerosi vantaggi che si possono ottenere dalle diverse applicazioni software descritte sono accompagnati da un limitato incremento in termini di CAPEX (a cui si aggiungono degli OPEX da versare anno per anno) permettendo al produttore di ottenere da subito migliori prestazioni dell'impianto ad un costo in linea con l'investimento iniziale.

BOX 1: Floating PV

- Guardando anche alle tecnologie impiantistiche che prevedono differenti configurazioni dell'impianto, necessitano di menzione gli **impianti fotovoltaici galleggianti**, tecnologia allo stadio iniziale di sviluppo, ma considerata promettente per il futuro.
- L'installazione di questo tipo di impianti ha **costi più elevati (fino al doppio)** rispetto agli impianti costruiti a terra) ma presenta diversi vantaggi, tra cui la **riduzione del consumo di suolo**, vantaggio ancora più evidente per impianti solari fotovoltaici galleggianti installati **su siti di produzione di energia idroelettrica**: questi possono inoltre raggiungere rendimenti energetici più elevati grazie all'effetto di raffreddamento causato dell'acqua sottostante, e possono **sfruttare l'infrastruttura di trasmissione dell'energia già presente** ad uso dell'impianto idroelettrico.
- Alcune di queste soluzioni sono state già installate, come **progetti pilota, in corpi idrici interni naturali e artificiali** ed hanno mostrato **potenzialità promettenti**, adatte soprattutto a zone in prossimità della costa.
- Per permettere un maggiore sviluppo di questa tecnologia sarebbe necessario un **intervento normativo ad hoc**, che porti in prima battuta a **qualificare il floating PV come impianto non installato a terra**, con i conseguenti vantaggi che ciò comporta nella **partecipazione alle aste del GSE**, e parallelamente un intervento per **supportare l'applicazione** di questa tecnologia su **bacini artificiali già fruttati per fini energetici**.

Trend tecnologici per il Fotovoltaico: L'applicazione in Italia

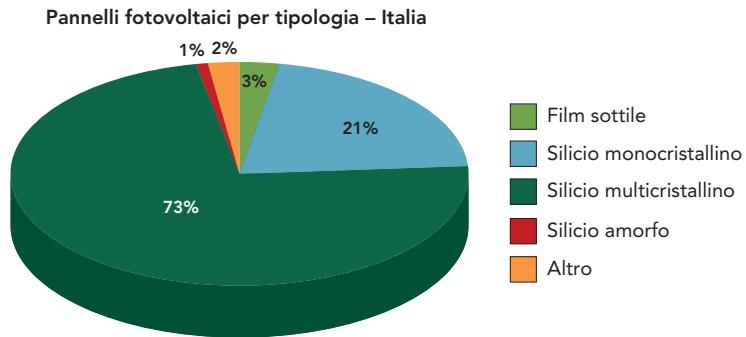
- In Italia la **tecnologia fotovoltaica installata non rispecchia gli attuali trend tecnologici del mercato**. La discrepanza tra i prodotti presenti sul mercato e quelli oggi in esercizio è data dall'età del nostro parco fotovoltaico, in cui **quasi l'80% della potenza installata è entrata in esercizio prima del 2013**, quando l'offerta sul mercato presentava pannelli con caratteristiche tecniche molto meno avanzate rispetto ad oggi.



Fonte: ANIE Rinnovabili

Trend tecnologici per il Fotovoltaico: L'applicazione in Italia

- A causa dell'età del parco fotovoltaico installato, infatti, in Italia a fine 2019 **solo il 21,5% della potenza fotovoltaica installata impiegava silicio monocristallino**; la maggior parte dei pannelli installati (72,5%), è ancora costituita da silicio policristallino.



fonte: GSE, 2020

2. I trend tecnologici che ridisegnano fotovoltaico ed eolico: un benchmark a livello globale

Trend tecnologici per il Fotovoltaico: L'applicazione in Italia

- Nella tabella sono analizzati gli sviluppi nel nostro Paese delle novità tecnologiche presentate in precedenza.

| Trend tecnologico | Diffusione in Italia |
|-----------------------|---|
| Wafer monocristallini | In Italia, a fine 2019 solo il 21,5% della potenza fotovoltaica installata impiegava silicio monocristallino . La maggior parte dei pannelli installati (72,5%), è ancora costituita da silicio policristallino, ma questa tecnologia è già quasi scomparsa dal mercato degli impianti utility scale, per i quali ad oggi si prevede il solo uso di silicio monocristallino. |
| Dimensione Wafer | I player attivi sul mercato italiano stanno seguendo il trend di incremento della dimensione dei wafer, scegliendo, per i pannelli di nuova installazione, wafer M10 (182mm x 182 mm) o M12 (210mm x 210mm). |
| Tecnologia celle | I player attivi sul mercato italiano riconoscono essere avvenuto il completo passaggio tra la tecnologia BSF, non più scelta per nuove installazioni, e la tecnologia PERC, che risulta attualmente la principale proposta dei produttori di pannelli fotovoltaici . In alcuni casi essa è affiancata dalla HJT, ancora proposta a costi tali da non essere generalmente scelta dai clienti. |
| Mezze celle | L'uso di mezze celle è ormai ampiamente diffuso nel mercato anche italiano poiché, a fronte di un miglioramento nelle prestazioni del modulo, l'applicazione di questa tecnologia non comporta significativi incrementi in termini di capex. |

Trend tecnologici per il Fotovoltaico: L'applicazione in Italia

| Trend tecnologico | Diffusione in Italia |
|-------------------|---|
| Bifacialità | Ad oggi la maggior parte dei moduli sul mercato è monofacciale e in Italia ancora pochi impianti utility-scale utilizzano pannelli bifacciali secondo il recente sviluppo. Tutti gli attori del mercato concordano però sul fatto che questa soluzione sia destinata a diventare mainstream , nei siti in cui le condizioni ambientali ne permettono il pieno sfruttamento. |
| Tracking | L'applicazione di strutture di tracking è mainstream anche in Italia , perché l'aumento atteso della produttività degli impianti compensa l'incremento di capex necessario. In particolare questa tecnologia permette di ottenere migliori prestazioni per impianti installati nelle regioni di centro-nord. |
| Software | La percezione dell'importanza dell'uso di software per l'ottimizzazione della produzione, soprattutto utility-scale, è ampiamente diffusa in Italia , ma attualmente la scelta dell'applicazione di questi sistemi è interamente delegata al produttore. |

Le tecnologie «abilitanti» ed i risultati attesi



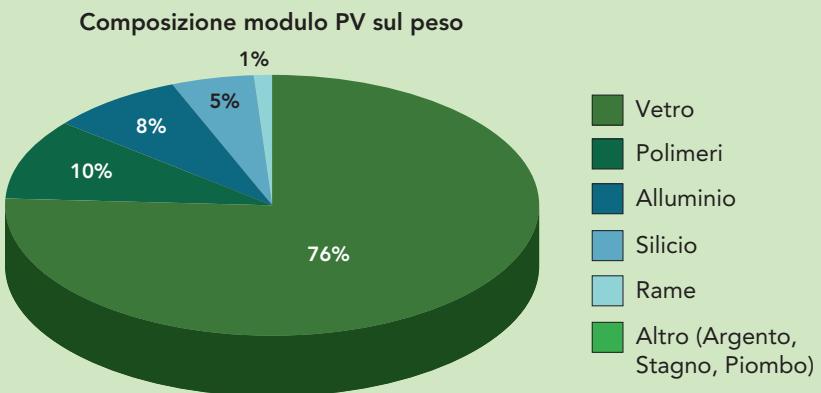
- Nel complesso, gli sviluppi tecnologici descritti hanno permesso di raggiungere un miglioramento delle prestazioni dei moduli fotovoltaici a mercato, in termini di efficienza ed ore equivalenti, parallelamente ad una costante riduzione dei costi.
- Grazie alle tecnologie attualmente in fase di sviluppo ed implementazione, si prevede che questo trend di aumento delle prestazioni e riduzione dei costi prosegua nei prossimi anni, portando a raggiungere nel breve/medio periodo costi dei moduli inferiori a 20 cent/W a fronte di un incremento nell'efficienza fino al 22,5%.

Le tecnologie «abilitanti» ed i risultati attesi

- Il processo di sviluppo tecnologico deve comunque essere affiancato da un diffuso utilizzo di queste soluzioni. L'attuale parco installato in Italia, composto per la maggior parte da impianti installati nel 2011/2012, non gode delle tecnologie oggi disponibili a mercato, e i tempi necessari per l'ottenimento delle autorizzazioni rischiano di ostacolare l'utilizzo delle tecnologie più innovative nella costruzione di nuovi impianti. Tuttavia, sarebbe senz'altro auspicabile che i risultati della ricerca tecnologica si traducessero in implementazione su larga scala della *best available technology*, in modo da sfruttare al meglio gli investimenti fatti e le aree coinvolte. Ad esempio, un intervento di repowering applicato ad un impianto installato nel 2012 permette di raggiungere un notevole aumento della produzione del sito, in alcuni casi anche superiore al 50-70% (a seconda delle condizioni dell'impianto pre-esistente e grazie alla possibilità di incrementare la potenza installata a parità di superficie).

BOX 2: Smaltimento moduli fotovoltaici

- Lo smaltimento dei moduli fotovoltaici è stato inizialmente normato dalla **Direttiva RAEE (D.lgs 49/2014)**, in receimento della direttiva UE 2012/19 sui rifiuti di apparecchiature elettriche ed elettroniche. All'interno di questa Direttiva i **pannelli fotovoltaici sono stati definiti AEE** e sono state **imposte percentuali crescenti di recupero obbligatorio dei materiali**.
- Attualmente la percentuale obbligatoria è dell'**85% in peso del pannello**, percentuale che si raggiunge con il recupero della cornice di **alluminio** e del **vetro** del pannello. Il 15% rimanente, è una parte ricca di materie prime (**rame, silicio, argento**) e di energy embodied, a causa dei processi di lavorazione che sono stati necessari per trasformare la materia prima nel componente applicabile.
- **Non vi sono oggi tecniche assodate di recupero di questi materiali**, la ricerca porta avanti diversi percorsi che prevedono l'applicazione di processi termici, meccanici e chimici al fine di separare le diverse componenti per permetterne il recupero e riciclo.



Fonte: RSE, 2020

2. I trend tecnologici che ridisegnano fotovoltaico ed eolico: un benchmark a livello globale

- Con il IV Conto Energia (D.M. 05/05/2011), al fine dell'accesso alla tariffa incentivante, il **soggetto responsabile dell'impianto deve inviare al GSE un attestato di adesione del produttore dei moduli fotovoltaici a un Sistema o Consorzio che garantisca la completa gestione a fine vita dei moduli stessi**. Per gli impianti installati precedentemente a questa legge, dall'undicesimo al ventesimo anno di incentivazione **il GSE trattiene una parte dell'incentivo** al fine di garantire la presenza di una somma per svolgere il corretto processo di smaltimento.
- Il nuovo decreto RAEE (D.lgs 118/2020 del 3 settembre 2020), che attua la direttiva comunitaria 2018/849, introduce **l'obbligatorietà di registrare i moduli fotovoltaici installati**, come **sistema di tracciamento** al fine di massimizzare il recupero dei moduli fotovoltaici a fine vita, e rafforza **il principio di responsabilità del produttore**, stabilendo che il finanziamento del RAEE sia a carico dei produttori, indipendentemente dalla data di immissione sul mercato e dalla natura domestica o professionale delle apparecchiature.
- Il decreto dà inoltre mandato al GSE di regolare il fine vita dei moduli per gli impianti incentivati; il GSE ha per ora imposto che **qualsiasi sostituzione o dismissione di moduli fotovoltaici vada comunicata** e che **debba essere** parallelamente **dimostrato** al GSE il **corretto trattamento** di fine vita dei moduli fotovoltaici incentivati.

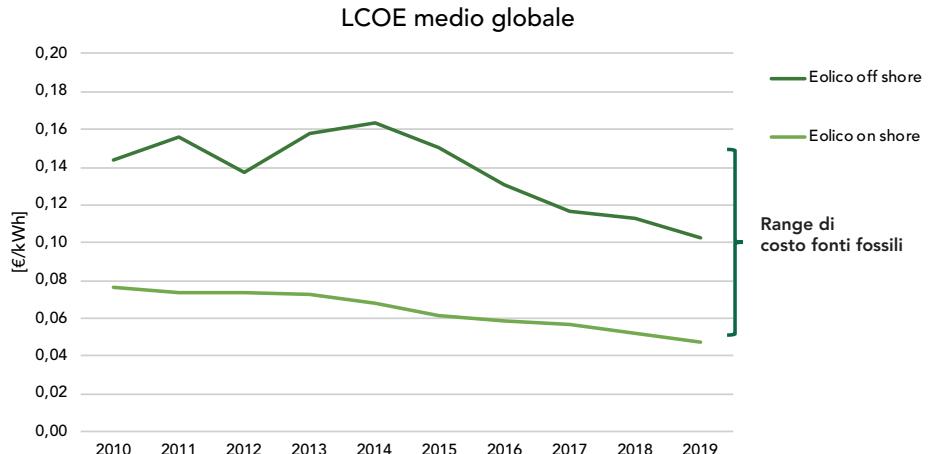
Indice capitolo

I trend tecnologici nel Fotovoltaico

I trend tecnologici nell'Eolico

L'andamento nel tempo dell'LCOE

- Il costo dell'energia prodotta dagli impianti eolici offshore sta diminuendo, andando ad attestarsi ampiamente all'interno del range di costo dell'energia prodotta da fonti fossili. Anche il costo dell'energia prodotta da impianti eolici onshore mantiene un andamento di decrescita costante, seppur molto contenuta.
- Anche in questo caso vale il commento fatto per il fotovoltaico, con riferimento alle specificità delle diverse localizzazioni, e pur tuttavia è anche qui evidente come **l'evoluzione tecnologica ci offre delle opportunità di ulteriore efficientamento**.



Fonte: rielaborazione E&S su dati IRENA, 2020

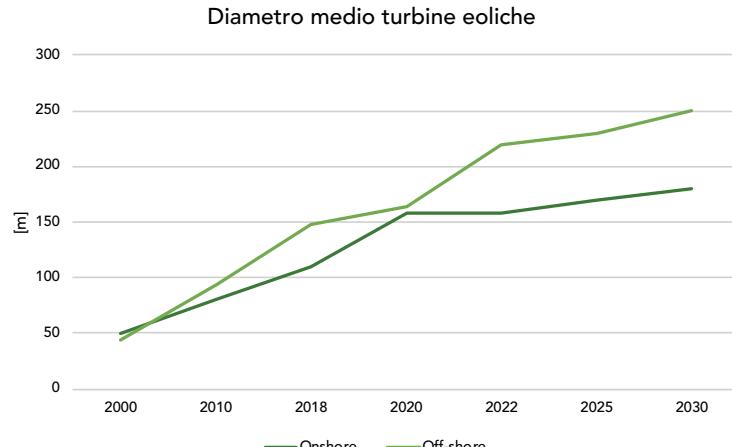
Le tecnologie «abilitanti» i trend di diminuzione dell'LCOE

- Anche nel caso dell'eolico, come per il fotovoltaico, il margine di miglioramento tecnologico è significativo **nell'incrementare l'efficienza e la potenza delle turbine**. La ricerca degli ultimi anni ha portato un'accelerata evoluzione verso **torri più grandi e turbine più potenti**, con materiali e profili ottimizzati. Ciò ha portato a raggiungere migliori efficienze e ad una progressiva diminuzione dei costi di funzionamento e manutenzione.
- Il **costo di generazione dell'energia** dagli impianti eolici è principalmente condizionato dalla produttività delle turbine, che aumenta all'aumentare della disponibilità della fonte. Per questo motivo il principale trend di sviluppo delle turbine eoliche negli ultimi anni è stato quello dell'**aumento del diametro dei rotori**, poiché la potenza estraibile dal vento è proporzionale all'area spazzata dalle pale del rotore.
- Nelle prossime slide vengono presentate le **principali novità tecnologiche** degli ultimi anni riguardo i rotori e l'impianto nel suo insieme, evidenziando le **alternative attualmente a mercato e le implicazioni**, in termini di costo e prestazioni, **delle diverse scelte progettuali**.



Dimensione dei rotori

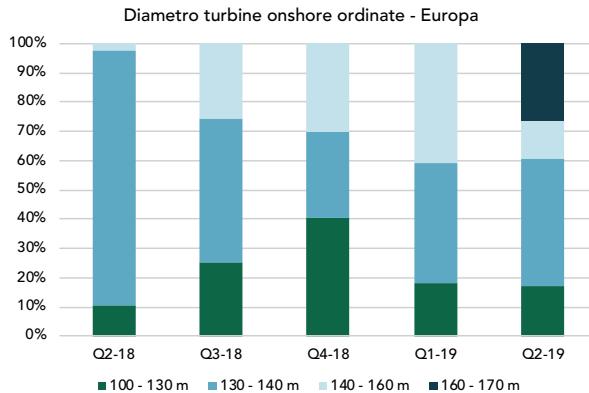
- La principale caratteristica degli aerogeneratori oggetto di studio ed innovazione negli ultimi anni è stata la **dimensione del rotore**, e cioè il diametro spazzato dalle pale. Il trend ha visto infatti una crescita dai circa 50 m di diametro ad inizio secolo, fino agli **attuali 150 m per le turbine onshore e 200 m per le turbine offshore**.
- Questo trend sembra comunque **destinato a rallentare nei prossimi anni**, poiché maggiori dimensioni del rotore implicano conseguenti **incrementi nei costi di produzione, trasporto e manutenzione** degli impianti.



Fonte: rielaborazione E&S su dati IRENA, 2020

Dimensione dei rotori e altezza delle torri

- La scelta del diametro del rotore non è però trainata solo dall'obiettivo di incrementare la potenza catturabile dal vento. In fase di progettazione, infatti, la **scelta ottimale viene valutata in base alle caratteristiche specifiche del sito** su cui l'impianto andrà installato. Per questo motivo non si prevede una completa conversione della produzione verso aerogeneratori di massima dimensione.



- Anche l'**altezza delle torri** è aumentata con lo sviluppo della tecnologia eolica, da circa 50 m nel 2000, agli attuali 160 m. Questo sviluppo era inizialmente legato alla necessità di catturare **venti a più alta quota**, che hanno **velocità maggiori e più costanti**, ma negli ultimi anni il trend è dettato maggiormente dall'aumento del diametro dei rotori, che comporta la necessità di alzare l'altezza delle torri per permettere un corretto funzionamento dell'impianto.

Dimensione dei rotori e altezza delle torri

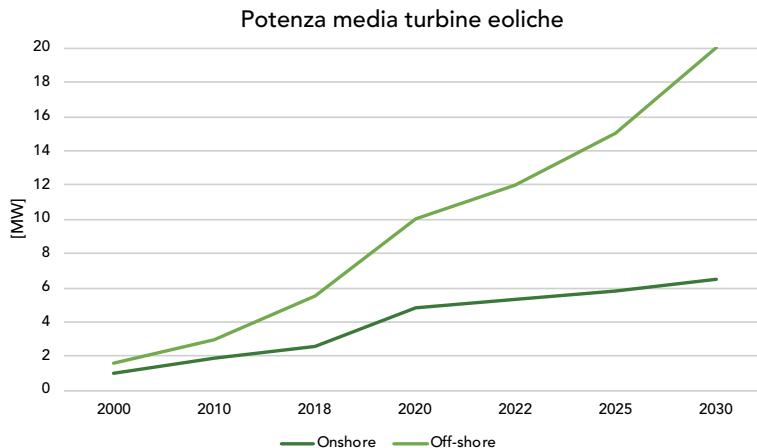
- L'incremento della dimensione del rotore degli aerogeneratori ha richiesto un parallelo **sviluppo della tecnologia dei materiali che vanno a costituire le pale** degli stessi, **per incrementarne la resistenza e ridurne il peso**. Inoltre, i materiali che costituiscono le pale devono essere resistenti agli agenti esterni, essendo esposte a condizioni ambientali critiche, soprattutto nel caso di impianti offshore, per ridurre i costi di manutenzione dell'impianto ed aumentarne la vita utile.
- Le pale sono realizzate in **materiale composito**, cioè associando materie diverse al fine di massimizzare le prestazioni del prodotto finale. I materiali di cui sono generalmente costituite sono **polimeri rinforzati con fibra di vetro, accoppiata a legno di balsa tramite resine epossidiche o una schiuma polimrica**. Sempre più spesso i polimeri sono rinforzati anche con **fibra di carbonio**.
- La ricerca va verso lo sviluppo di **nuove combinazioni** di resina, fibra di vetro e fibra di carbonio, per aumentare la duttilità dei materiali e la loro resistenza a fatica, e l'**introduzione di nanocomponenti** come agenti rinforzanti nella matrice. Inoltre si sta studiando **l'applicazione di resine innovative** che hanno migliori proprietà meccaniche, sono più leggere e riducono il problema della delaminazione dei materiali compositi.

Dimensione dei rotori e altezza delle torri

- L'applicazione dei nuovi materiali permette inoltre di ottenere **processi di produzione più veloci**, con una conseguente riduzione dei costi. Infine, la selezione dei nuovi materiali per le pale eoliche è condizionata dalla necessità di produrre un prodotto con **migliori proprietà di rielaborazione, riparabilità e riciclabilità, secondo le logiche dell'eco-design**.
- Anche riguardo le **torri degli aerogeneratori** sono previsti alcuni sviluppi nel medio periodo nel campo dei materiali: si sta portando avanti la ricerca riguardo l'applicazione di **torri eoliche modulari in legno**, alternative a quelle tradizionali in acciaio. Questa applicazione permette di ottenere vantaggi dal punto di vista della sostenibilità, della logistica e dei costi di installazione, poiché le torri così costituite possono essere assemblate direttamente in sito.

Potenza della turbina

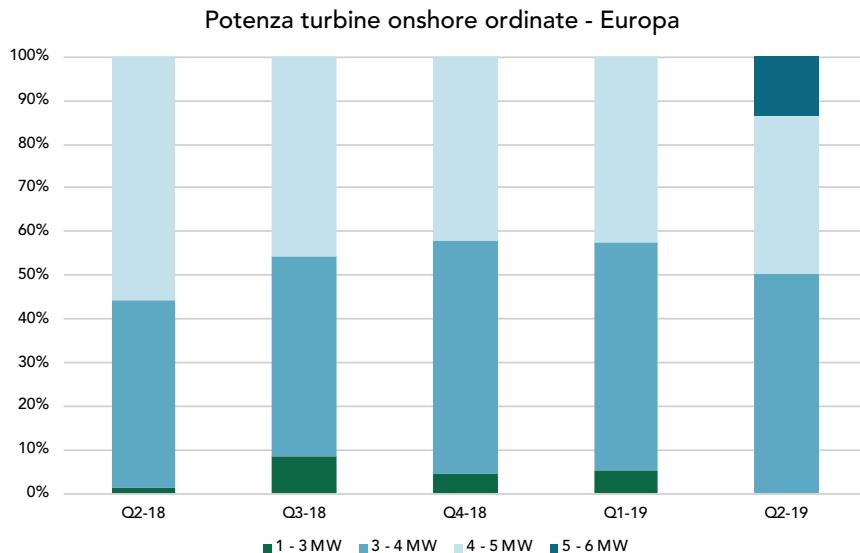
- Grazie alla ricerca nel campo dell'energia eolica, negli ultimi vent'anni la potenza media per turbina è nettamente cresciuta, passando **da 1 MW a più di 5 MW per aerogeneratore**. Questo incremento è ancor più rilevante per quanto riguarda le turbine **offshore**, le quali hanno raggiunto i **10 MW di potenza**.
- I trend futuri prevedono una **crescita ancora rapida per la tecnologia offshore**, capace di arrivare a **15 MW** per turbina già nel 2025, anche grazie all'aumento delle geometrie, non limitato da vincoli di contesto, come accade invece per gli impianti **onshore**. Riguardo l'eolico onshore, infatti, il margine di miglioramento sembra essere più contenuto, con la possibilità di arrivare a **6,5 MW** per turbina al 2030.



Fonte: rielaborazione E&S su dati IRENA, 2020

Potenza della turbina

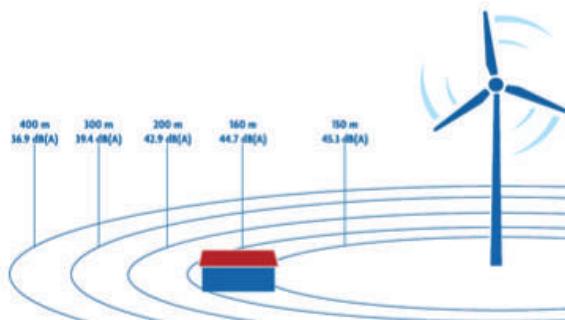
- Il mercato europeo segue questo trend, registrando già a inizio 2018 un forte interesse nelle turbine di potenza maggiore di 4 MW.



Fonte: Rielaborazione E&S su dati WindEurope, 2020

Potenza della turbina

- Grazie a pale sempre più performanti i progettisti puntano ad **allungare** il più possibile **la curva di potenza**, andando a sfruttare i **venti più vicini alla velocità di cut-off**. Ciò permette di **incrementare il numero di ore equivalenti** di utilizzo degli impianti, e perciò di massimizzare lo sfruttamento dell'investimento iniziale.
- Il miglioramento nella progettazione delle pale consente inoltre di ottenere una profilazione delle pale che **minimizzi gli attriti** delle stesse **con l'aria**; questo risultato, oltre a portare ad una riduzione delle perdite, **permette di ridurre il rumore** che è generato proprio dall'incontro del vento con le pale e la torre. Questo è il principale fattore di rumore generato dagli aerogeneratori, poiché le macchine interne alla navicella risultano al confronto piuttosto silenziose.
- Altre attenzioni di progettazione per la riduzione del rumore generato dalle pale eoliche prevedono **rilevi fonometrici sul luogo**, per individuare i rumori di fondo, e l'applicazione di modelli per prevedere il rumore generato dall'impianto sullo stesso sito.



Fonte: ANEV, 2020

BOX 3: eolico offshore 1/2

- Come già precedentemente trattato, le tecnologie offshore permettono l'applicazione di **turbine di maggiore dimensione e potenza** (più di 200 m di diametro del rotore e 10 MW di potenza) in un ambiente in cui le **condizioni del vento sono inoltre di migliore qualità**, poiché in mare aperto si trovano venti generalmente più costanti e forti che a terra.
- Ad oggi, però, l'installazione di pale nel fondale non è di facile applicazione in Italia a causa dei **limiti morfologici del nostro territorio**: i numerosi impianti eolici offshore installati in nord Europa, infatti, si trovano in mari di bassa profondità (intorno ai 30 metri in media), condizione rara nel Mar Mediterraneo. Per questo motivo la tecnologia considerata maggiormente promettente per il territorio italiano è quella dell'**eolico galleggiante, che apre all'installazione di impianti anche in luoghi in cui l'elevata profondità del fondale costituirebbe un limite**.
- Questa tecnologia è in rapida maturazione ma necessita di un ulteriore sforzo di ricerca per arrivare ad una applicazione industriale. I **progetti dimostrativi** attualmente allo studio stanno permettendo di valutare i punti di forza e debolezza dei diversi materiali, sistemi di ancoraggio ed installazione, per passare alla **diffusione di impianti a livello commerciale in 2-3 anni**.
- Per fare sì che questo possa effettivamente avvenire in Italia, è necessario porre l'attenzione sulla normativa in tema di **autorizzazioni per gli impianti offshore**, e sviluppare di una **adeguata pianificazione delle infrastrutture** necessarie. Sarà infatti cruciale il ruolo dei porti, per il supporto nell'installazione e manutenzione degli impianti, ed anche delle infrastrutture già sviluppate al largo delle coste, come piattaforme per attività petrolifere offshore, che potranno essere adattate al supporto di questi impianti.

2. I trend tecnologici che ridisegnano fotovoltaico ed eolico: un benchmark a livello globale

- I **principali vincoli** a cui vanno incontro le tecnologie offshore (sia floating che installate a terra) sono:
 - Presenza aree marine protette (Ministero Ambiente, Rete Natura 2000)
 - Vincoli ambientali-paesaggistici, archeologici
 - Presenza di importanti rotte di navigazione e altri vincoli (servitù militari, aeronautica, ...)
 - Distanza dalla costa (minimo 4 km)
 - Tipologia fondali (fangoso/sabbioso) e profondità
 - Possibilità di connessione alla rete elettrica nazionale
- Nonostante i numerosi vincoli esistenti, le associazioni ambientaliste vedono positivamente lo sviluppo di queste tecnologie poiché risultano generare un **impatto limitato sul territorio (impatto concentrato nella fase di costruzione dell'impianto)**, sia nel caso di impianti installati a terra che, maggiormente, nel caso di impianti floating. La presenza di parchi eolici, inoltre, rende l'area di installazione libera da altre attività dannose per l'ambiente (quali ad esempio la pesca a strascico) rendendo l'ambiente marino meno stressato dalle attività antropiche.

Software

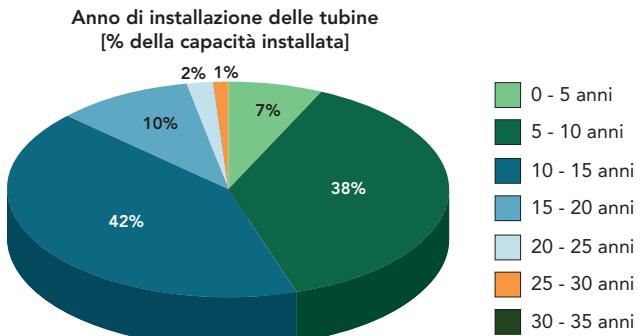
- Riguardo l'applicazione di software per migliorare le prestazioni in esercizio degli impianti, questi sono già **ampiamente diffusi** nel campo della produzione eolica, poiché le delicate condizioni di esercizio delle turbine richiedono da sempre uno stretto monitoraggio e controllo. Le turbine eoliche, infatti, sono **fornite già con sistema interno di monitoraggio e analisi delle prestazioni** delle singole turbine.
- Oltre ai precedenti possono però essere utilizzati ulteriori software, tra i quali i più diffusi sono sicuramente quelli per la **gestione del portafoglio di impianti** e il **monitoraggio dell'parco eolico** nel suo insieme. Questi software permettono di gestire gli allarmi e di intervenire da remoto, per verificare le criticità ed eventualmente interrompere o far ripartire il sistema, riducendo la necessità dell'intervento fisico di squadre sul campo.
- Le prestazioni degli impianti possono inoltre essere ottimizzate tramite sistemi di **monitoraggio e controllo delle condizioni di esercizio**, per regolare i livelli di produzione e minimizzare lo sforzo dei componenti. Il **controllo degli impianti** è inoltre un **fattore chiave per la gestione di un sempre crescente parco rinnovabile** in Italia, per permettere che anche queste tecnologie diano un apporto positivo alle problematiche di rete.

Software

- Infine, una componente software sempre più diffusa è la **manutenzione predittiva**, funzionalità che ben si presta alla tecnologia eolica perché ottimizzata per lavorare in campo meccanico. I sensori raccolgono informazioni riguardo le vibrazioni e i movimenti dei diversi componenti della turbina e, attraverso il confronto con serie storiche di dati, il software permette di individuare in anticipo possibili guasti.
- Prevedere in anticipo delle criticità permette di **massimizzare l'availability** delle macchine, e di conseguenza di ridurre i costi di manutenzione ed esercizio. Il trend di utilizzo di software di manutenzione predittiva sull'eolico è sempre in crescita e permette di raggiungere sempre migliori risultati con l'aumento dei dati a disposizione e con lo sviluppo di algoritmi di **machine learning**.
- Anche **in fase di progettazione** delle turbine i software ricoprono ormai un ruolo fondamentale. Applicando la **fluidodinamica CFD** alla fase di progettazione del profilo delle pale del rotore, si ottengono **profili sempre più ottimizzati**, che consentono di gestire al meglio il carico della turbina.
- L'applicazione dei software CFD per l'analisi della fluidodinamica risulta di grande utilità anche per **prevedere** con anticipo i **fenomeni di interazione delle singole turbine tra loro**, con simulazioni che aiutano il progettista ad individuare la miglior composizione del campo eolico.
- Anche nel settore eolico, come per il fotovoltaico, la **diffusione di sistemi software** per la gestione e il controllo degli impianti è **destinata ad un sempre maggiore sviluppo** grazie ai rilevanti risultati in termini di aumento di produttività e riduzione dei guasti, a fronte di un contenuto incremento in termini di capex.

Trend tecnologici per l'Eolico: L'applicazione in Italia

- I trend tecnologici finora descritti si riscontrano solo parzialmente nel parco di impianti installato attualmente in Italia poiché il 93% dell'attuale capacità è stata installata più di 5 anni fa, e il 55% più di 10 anni fa.
- In aggiunta all'età del parco installato, in Italia vi è una **forte problematica legata alle tempistiche del processo di permitting: il tempo che intercorre** nel nostro Paese **tra la progettazione e l'approvazione dei progetti** implica un'ulteriore **discrepanza tra l'avanzamento tecnologico** degli impianti in via di installazione, e quello del mercato nello stesso momento.

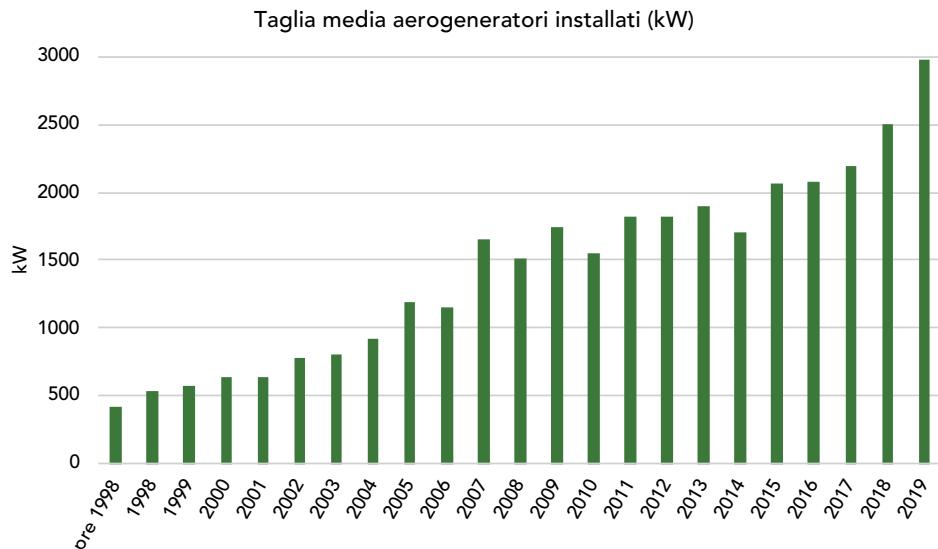


Fonte: rielaborazione E&S su dati ANEV, 2019

2. I trend tecnologici che ridisegnano fotovoltaico ed eolico: un benchmark a livello globale

Trend tecnologici per l'Eolico: L'applicazione in Italia

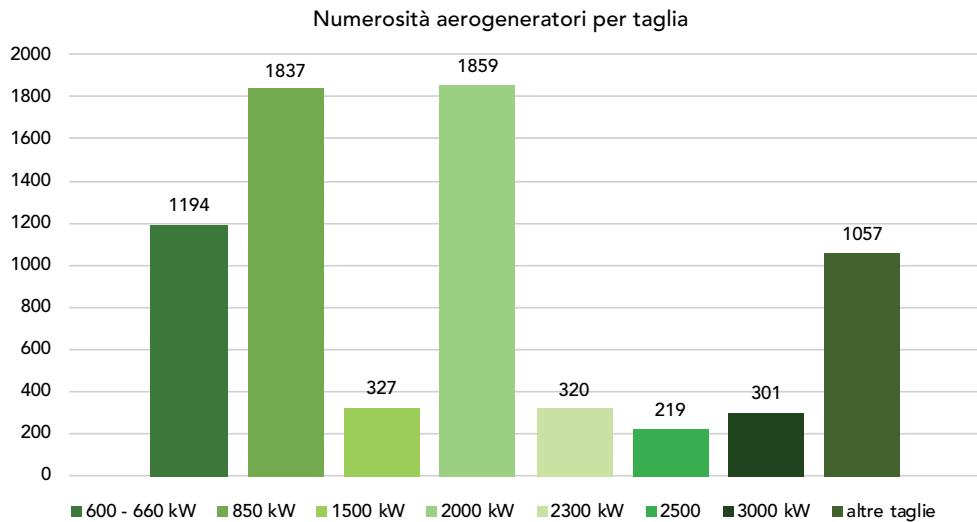
- La **potenza media degli aerogeneratori installati nel 2019**, infatti, risulta essere di **poco inferiore ai 3 MW**, mentre attualmente i player del mondo dell'eolico stanno scegliendo **per i progetti onshore in fase di sviluppo** turbine di potenza tra i **4 e i 5 MW**, e pensano di utilizzare turbine fino a **6 MW nel breve termine**.



Fonte: rielaborazione E&S su dati ANEV, 2019

Trend tecnologici per l'Eolico: L'applicazione in Italia

- Il grafico rappresenta la **numerosità per taglia di potenza** delle turbine attualmente installate in Italia. La **preponderanza di turbine di taglia inferiore ai 2 MW** è ancora molto marcata, nonostante gli operatori la considerino una taglia ormai superata.



Fonte: rielaborazione E&S su dati ANEV, 2019

Le tecnologie «abilitanti» ed i risultati attesi



- Nel complesso, gli sviluppi tecnologici descritti hanno permesso di raggiungere un **miglioramento delle prestazioni degli aerogeneratori** a mercato, in termini di potenza per turbina ed ore equivalenti di funzionamento, parallelamente ad una costante riduzione dei costi della tecnologia.
- Grazie alle tecnologie attualmente in fase di sviluppo ed implementazione, si prevede che il **trend di incremento della potenza** e delle prestazioni delle turbine prosegua nei prossimi anni, soprattutto in campo offshore, soggetto a minori vincoli per quanto riguarda aerogeneratori di sempre maggiori dimensioni.

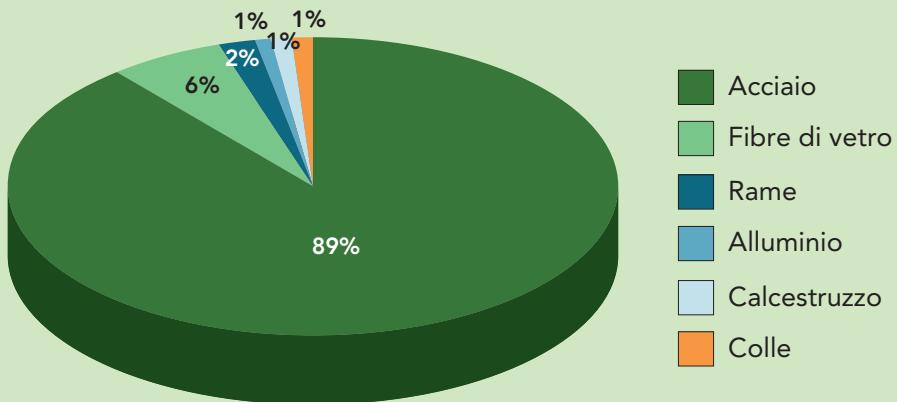
Le tecnologie «abilitanti» ed i risultati attesi

- Il processo di sviluppo tecnologico deve comunque essere affiancato da un diffuso utilizzo di queste soluzioni in Italia. Così come accade per il fotovoltaico, anche **buona parte degli impianti eolici esistenti non rispecchia il trend di sviluppo visibile a mercato**, con una grandissima diffusione di turbine di taglia inferiore ai 2 MW che non permettono di sfruttare al meglio le aree interessate.
- Un interessante contributo per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione potrebbe essere dato dagli interventi di **repowering**, che permettono di ridurre il numero di torri contestualmente ad un considerevole incremento della potenza installata nel sito, che può essere anche raddoppiata. Inoltre, lo **sfruttamento efficiente dei siti idonei/esistenti** assume un'importanza ancora maggiore nel caso di impianti eolici, data la minore disponibilità geografica della risorsa.

BOX 4 : Smaltimento turbine eoliche

- Gli aerogeneratori sono composti principalmente da acciaio, così come mostrato nel grafico, e da altri materiali riciclabili quali calcestruzzo e rame. **La percentuale di riciclo**, però, **si attesta intorno all'85% della massa totale** dei materiali a causa soprattutto delle **difficoltà nel recupero dei materiali di cui sono costituite le pale del rotore**. Le pale, infatti, sono costituite da **materiali compositi** (polimeri, resina, fibra di vetro, colle, vernici,) il cui riutilizzo è complesso poiché il **processo di separazione e recupero dei diversi materiali** ad oggi non è ancora standardizzato e le soluzioni applicate sono costose ed energivore rispetto al valore dei materiali in uscita.
- Tra le diverse tecnologie per riciclare le pale delle turbine eoliche, la principale prevede il **riutilizzo dei materiali nella produzione di cemento**, dove, attraverso un processo termico, la fibra di vetro viene riciclata come componente della miscela cementizia, e la matrice polimerica viene bruciata come combustibile per il processo. Questo processo è ad oggi **applicabile solo a materiali compositi rinforzati con fibra di vetro**, la quale comunque non mantiene, alla fine del processo, le proprietà che aveva inizialmente. **Vi sono altri processi, chimici e meccanici**, utilizzati per il riciclo dei materiali compositi delle pale eoliche, ma essi richiedono ancora ulteriori sforzi di ricerca ed innovazione per poter essere economicamente sostenibili e applicabili su scala industriale.

Composizione aerogeneratore sul peso



Fonte: GARCÍA SÁNCHEZ et al., 2014

2. I trend tecnologici che ridisegnano fotovoltaico ed eolico: un benchmark a livello globale

- Per assicurare che il **decommissioning degli aerogeneratori** sarà effettuato in maniera idonea, le «Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da Fonti Rinnovabili» (Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico n.219 del 10 settembre 2010) disciplinano che, al fine del rilascio dell'autorizzazione unica, gli sviluppatori di campi eolici producano una **garanzia bancaria o polizza assicurativa** pari all'ammontare del costo di dismissione previsto. Il valore fissato non tiene conto dell'eventuale guadagno che lo sviluppatore può ottenere grazie alla vendita dei materiali a fine vita.
- Parallelamente allo sviluppo della filiera di recupero del materiale composito delle pale eoliche, e della relativa filiera a valle, cioè dei settori che possano applicare i materiali recuperati, si sta lavorando anche a monte del processo, attraverso **pratiche di eco-design** per identificare nuovi materiali e tecnologie che permettano un più semplice riciclo e riuso delle pale eoliche.
- Si sta inoltre sviluppando il **mercato secondario dell'eolico**, per l'uso di pale ricondizionate; anche su questo fronte incide lo sviluppo della fase di design delle pale, che possono essere progettate per un più semplice intervento di rigenerazione attraverso sostituzione di solo alcune parti delle stesse.



POLITECNICO
MILANO 1863
SCHOOL OF MANAGEMENT



Il framework normativo e regolatorio per le Rinnovabili in Italia

3

Partner



Sponsor

KEY ENERGY
THE RENEWABLE ENERGY EXPO

Con il patrocinio di

ANIE
CONFESSIONI

ANIE ENERGIA
ANIE Rinnovabili

ENEA
FEDERAZIONE ITALIANA PRETORI

Obiettivo del capitolo

- Il terzo capitolo del Rapporto ha l'obiettivo di:
 - riportare gli **obiettivi nazionali** in termini di installazioni e generazione da fonte fotovoltaica ed eolica, evidenziando il **gap esistente rispetto al trend attuale**;
 - individuare le **problematiche e le criticità** connesse allo **sviluppo del mercato delle rinnovabili** in Italia;
 - evidenziare i **principali cambiamenti normativi** avvenuti nel corso dell'ultimo anno e valutarne l'efficacia rispetto alle problematiche individuate in precedenza;
 - presentare quanto previsto dal **Piano Nazionale Ripresa e Resilienza per le Rinnovabili**.

Indice capitolo

I target nazionali per le Rinnovabili

Il lato «nascosto» delle Rinnovabili in Italia: le procedure di autorizzazione ed il consumo di suolo

Le modifiche al framework normativo e regolatorio: siamo sulla giusta strada?

Il PNRR per le Rinnovabili

Il PNIEC (Piano Nazionale Integrato Energia e Clima)

- I **target nazionali** a cui si fa oggi **riferimento** per il settore delle fonti rinnovabili sono quelli contenuti nel **PNIEC**, il Piano Nazionale Integrato Energia e Clima di dicembre 2020.
- Il PNIEC risulta ad oggi, a livello nazionale, **l'unico documento ufficiale e vincolante** che stabilisce quali sono gli obiettivi per i tre ambiti principali del settore energetico: la generazione da fonti rinnovabili, l'efficienza energetica e la riduzione delle emissioni.
- Tuttavia, va sottolineato come il dibattito in corso negli ultimi mesi, sia tra gli operatori che a livello istituzionale, consideri gli obiettivi PNIEC solamente come obiettivi minimi da raggiungere per traghettare il più ambizioso target di **neutralità climatica al 2050**. Tale target, come disposto dal Green Deal europeo, richiede un più severo target di riduzione dell'emissione di gas serra al 2030.
- Per questa ragione, gli obiettivi fissati dal PNIEC dovranno necessariamente essere **aggiornati «al rialzo»** e soprattutto tenere conto di un **orizzonte temporale più ampio**, che non si ferma al 2030 ma si estende fino al 2050 in direzione della neutralità climatica.
- Nelle successive analisi si prende come riferimento il PNIEC, tenendo presente e sottolineando ancora una volta la sua contestualizzazione come **«obiettivo minimo»** in uno scenario più ampio e in continuo divenire.

Il Green Deal e la neutralità climatica al 2050

- Come anticipato, per effetto del **Green Deal europeo**, che stabilisce importanti obiettivi di **decarbonizzazione** europei sia al **2030** che al **2050**, gli obiettivi stabiliti dal PNIEC saranno necessariamente «rilanciati» e **resi maggiormente sfidanti**.
- Le politiche ambientali europee, infatti, hanno ufficialmente adottato l'obiettivo di un **taglio delle emissioni del 55% entro il 2030** rispetto ai valori del 1990 (mentre gli attuali obiettivi prevedono una riduzione delle emissioni del 40%), senza contare che nel corso dei prossimi tre decenni il settore energetico dovrà essere quasi totalmente decarbonizzato, per ottenere la **neutralità climatica entro il 2050**.
- Non sono ad oggi disponibili nuovi target specifici per il settore delle rinnovabili, ma si può prevedere con certezza che gli **attuali obiettivi previsti dal PNIEC** in termini di **aumento della capacità installata** di impianti a fonte rinnovabile (e, di pari passo, della generazione di energia rinnovabile) **debbano essere notevolmente rilanciati** sulla base dei nuovi target.
- Questi aspetti amplificano ulteriormente la **necessità di un «cambio di passo»** nell'evoluzione del settore delle rinnovabili nel nostro Paese, che permetta di raggiungere **tassi annui di installazioni notevolmente superiori a quelli osservati negli ultimi anni**.

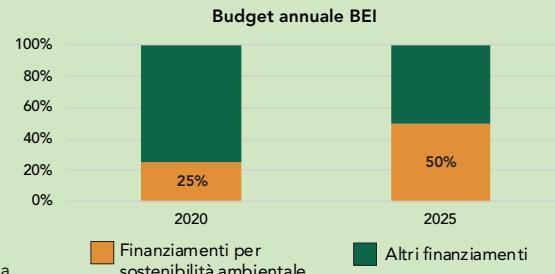
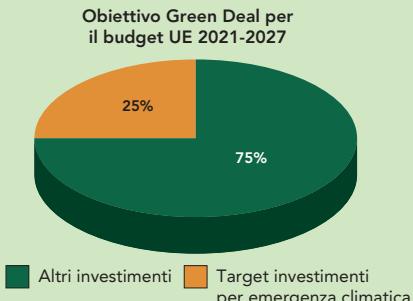
BOX 1: Il Green Deal europeo

- Il **Green Deal europeo**, approvato dalla Commissione Europea nel 2019, definisce gli **step** necessari e le **azioni chiave** a livello comunitario per rendere **sostenibile** l'economia europea. L'obiettivo del Green Deal è quello di trasformare problematiche legate all'ambiente e le sfide ad esso connesse in opportunità per tutti i settori politici, in modo da rendere la transizione equa.
- L'obiettivo di fondo del Green Deal consiste nel promuovere **l'uso efficiente delle risorse**, spostandosi verso **un'economia pulita e circolare**. Per fare ciò, il Green Deal prevede che l'economia debba essere spinta da **tecnologie verdi**, creando industrie e trasporti **sostenibili** e **riducendo l'inquinamento**.
- Infatti, il Green Deal Europeo include un **Piano d'Azione** per raggiungere la **neutralità climatica** entro il **2050**, in modo che entro questa data **non vengano più generate emissioni** di gas serra all'interno del perimetro dell'Unione Europea. Come step intermedio, il Piano d'Azione prevede che entro il **2030** l'Europa **riduca** le proprie **emissioni** di gas serra del **55% rispetto al valore del 1990**.
- Per fare questo, la Commissione Europea ha deciso di **revisionare** entro giugno 2021 tutte le **politiche** relative al **clima** in vigore, considerato che con quelle attuali si arriverebbe solo ad una diminuzione del 60% delle emissioni al 2050.
- Uno dei presupposti fondamentali evidenziati dalla Commissione Europea per la realizzazione degli obiettivi è la **decarbonizzazione del settore energetico**. È inoltre previsto che a questo proposito l'**Unione Europea sostenga** a livello finanziario gli **investimenti** pubblici e privati in nuove soluzioni **sostenibili**.

Fonte: Commissione Europea



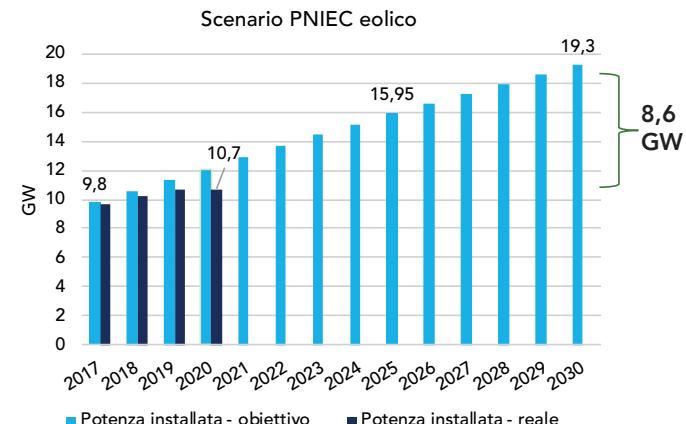
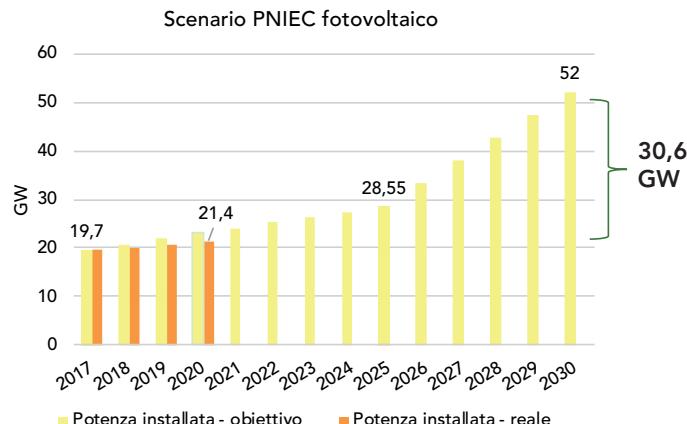
- Dal punto di vista degli investimenti, la Commissione Europea ha stimato che siano necessari **260 miliardi di euro di investimenti annuali addizionali** per raggiungere i **target** climatici fissati per il **2030**, includendo sia investimenti privati che pubblici. A questo proposito, la Commissione ha proposto come **target** che il **25% del budget dell'UE** sia destinato all'**emergenza climatica** in modo trasversale rispetto a tutti i programmi dell'UE tra il **2021** e il **2027**. Inoltre, il Green Deal prevede che almeno il **30% del fondo InvestEU** contribuisca alla lotta al cambiamento climatico.
- Un ruolo fondamentale nella transizione dal punto di vista finanziario sarà giocato dalla **Banca Europea di Investimento (BEI)**, che si è prefissata di alzare al **50%** la percentuale dei propri **investimenti annuali** a favore della **sostenibilità ambientale** entro il **2025**, arrivando entro il **2030** a sostenere investimenti nell'azione climatica per circa **1.000 miliardi di euro**. Inoltre, tutti i nuovi investimenti della BEI saranno allineati con gli obiettivi stabiliti dal Paris Agreement.



Fonte: Commissione Europea

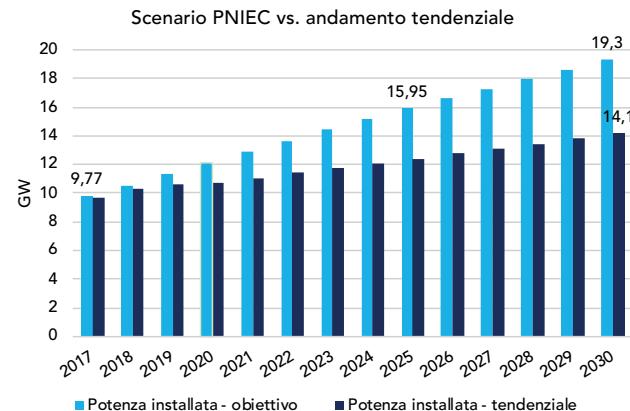
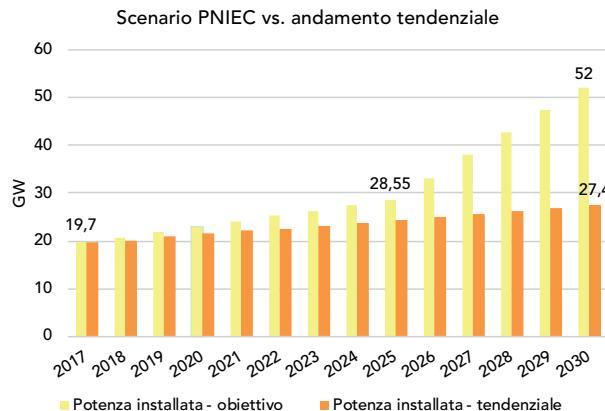
Il PNIEC (Piano Nazionale Integrato Energia e Clima) Installazioni da fonte solare ed eolica

- Gli obiettivi del **PNIEC** prevedono per il **2030** l'installazione di **impianti fotovoltaici** per un **target di 52 GW**, che si traduce in un **gap di 30,6 GW** rispetto all'installato di fine 2020. Per quanto riguarda **l'eolico**, il target è fissato a **19,3 GW** al 2030, con un gap di capacità pari a **8,6 GW**.
- Per raggiungere gli obiettivi fissati è quindi richiesto un **importante sviluppo del comparto delle rinnovabili nei prossimi 10 anni**.



Il PNIEC vs. lo scenario «tendenziale» Installazioni da fonte solare ed eolica

- Se proseguisse il **trend di installazioni osservato nell'ultimo triennio** (2018-2020), tuttavia, il parco installato al 2030 sarebbe ben lontano dai valori previsti dal PNIEC. Per il **fotoovoltaico**, infatti, permanerebbe un gap di **24,9 GW**; mentre risulta più ridotto il **gap dell'eolico**, che si attesterebbe intorno ai **5,2 GW**.
- Inoltre, va evidenziato come il trend dell'ultimo triennio sia influenzato dall'anno 2020 in cui l'**effetto Covid ha smorzato il tasso di crescita visto negli anni precedenti** e amplificato ulteriormente il ritardo già accumulato sui target PNIEC.



Il PNIEC vs. lo scenario «tendenziale»

Installazioni da fonte solare ed eolica

- Dato il parco eolico e fotovoltaico installato a fine 2020, con l'intenzione di stimare il **tasso medio di installazioni annue** che ci separano dal raggiungimento degli **obiettivi PNIEC al 2030**, emerge la necessità di installare circa **3 GW** ogni anno per la **fonte solare** e **0,85 GW** per la **fonte eolica**.
- Confrontando questi valori con il risultato del medesimo calcolo effettuato questa volta con il **parco installato a fine 2019** (in condizioni pre-Covid e con un anno in più a disposizione su cui «salmare» il gap di capacità), risulta come i **tassi di installazione richiesti al 2030 fossero inferiori** (2,83 MW/anno per il fotovoltaico e 0,78 MW/anno per l'eolico).



- Da questa analisi si denota il ritardo accumulato anno su anno e un tasso di crescita richiesto dalla situazione pre-Covid che evidentemente non è stato rispettato nel corso del 2020. Se tale andamento si dovesse protrarre, porterebbe alla necessità di accelerare notevolmente il tasso di installazioni negli ultimi anni prima del 2030, al fine di allinearsi con i target nazionali. Si rimanda al Capitolo 5 per un focus sugli scenari di diffusione.

Indice capitolo

I target nazionali per le Rinnovabili

Il lato «nascosto» delle Rinnovabili in Italia: le procedure di autorizzazione ed il consumo di suolo

Le modifiche al framework normativo e regolatorio: siamo sulla giusta strada?

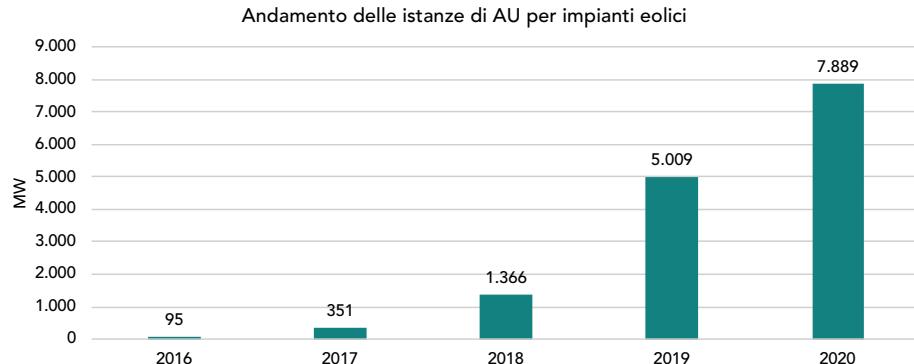
Il PNRR per le Rinnovabili

L'impatto del framework normativo e regolatorio sulle installazioni

- Dal quadro di mercato riportato nel Capitolo 1 si è potuto osservare che le nuove installazioni di impianti rinnovabili non sembrano avere il **trend di crescita necessario**.
- Inoltre, **si è già sottolineato come l'andamento delle aste e dei registri mostra diverse criticità**, soprattutto per quanto riguarda gli impianti fotovoltaici. Oltre al **numero di assegnazioni che è andato a diminuire di bando in bando**, il segnale ancora più evidente è dato dal numero di **richieste pervenute da parte degli operatori, anch'esse di molto inferiori rispetto al contingente a disposizione**.
- Le ragioni però di questa situazione sono più profonde e riguardano, come messo in evidenza dalla interazione con i nostri Partner, due altre problematiche connesse al framework normativo e regolatorio:
 - **le difficoltà di ottenimento del titolo autorizzativo ed i tempi, prerequisito necessario per l'accesso ad aste e registri** e, in generale, per effettuare investimenti in nuovi impianti o in interventi di repowering;
 - **la necessità**, soprattutto per gli impianti di maggiori dimensioni, di **occupazione di suolo**, al momento fortemente limitata in alcune regioni specifiche da regolamenti ostativi ad un utilizzo del suolo agricolo per le installazioni di impianti rinnovabili. Nonostante, infatti, sia senz'altro da riconoscere l'importanza della **tutela del suolo**, il tema non può essere affrontato correttamente se non **soppiettandolo rispetto alla necessità di decarbonizzazione**, cui la produzione di energia da rinnovabili risponde.

L'andamento delle richieste di autorizzazione per gli impianti eolici Il lato «nascosto» della crescita delle rinnovabili

- Se si prende in esame, grazie ai dati elaborati da Elemens, **l'andamento delle istanze di Autorizzazione Unica** (ossia il provvedimento necessario per l'autorizzazione di impianti al di sopra di **60 kW per l'eolico e 20 kW per il PV** che passa attraverso la Conferenza dei Servizi ed eventualmente anche per la Valutazione di Impatto Ambientale) **dal 2016 al 2020 si nota una crescita estremamente sostenuta**, passando da meno di **100 MW nel 2016** a circa **7,9 GW nell'ultimo anno**.
- **Se si confronta questo dato con le effettive installazioni ci si rende conto che**, anche considerando quelle casistiche in cui l'autorizzazione sia solo «preventiva» (ossia non abbia alle spalle effettivamente un soggetto in grado di realizzare l'investimento), **è evidente come il potenziale inespresso del mercato sia molto elevato**.

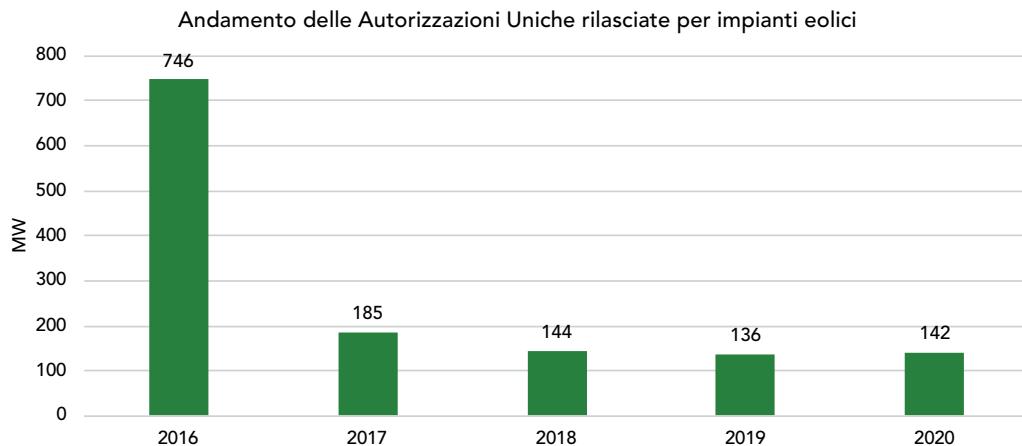


Fonte: Elemens, 2021

3. Il framework normativo e regolatorio per le Rinnovabili in Italia

L'andamento delle richieste di autorizzazione per gli impianti eolici Il lato «nascosto» della crescita delle rinnovabili

- Dov'è il problema allora? Nel fatto che il forte incremento delle richieste non si è tradotto in un aumento dei tasso di rilascio delle autorizzazioni stesse, che negli ultimi anni non hanno superato i 150 MW/anno su scala nazionale, secondo i dati elaborati da Elemens.



Fonte: Elemens, 2021

Box 2: La VIA Nazionale per l'eolico

- Come noto, a partire dal 2017 gli impianti eolici di **potenza superiore a 30 MW** sono sottoposti ad una **procedura di VIA** a livello nazionale.
- Dopo un lungo periodo di scarsa attività da parte del comitato (per lo meno sul fronte dell'eolico) – in parte dovuta al processo di selezione e alla mancata creazione di un comitato istruttorio – la **nuova commissione VIA** si è insediata ufficialmente a fine maggio 2020. Dopo soli 3 mesi di attività – con i primi provvedimenti di VIA rilasciati – il **DL Semplificazioni** ha tuttavia introdotto una nuova commissione speciale che si occuperà di opere ricomprese nel PNIEC (incluse le FER), gettando nuove ombre sulla funzionalità del Comitato. Non stupisce dunque se fino ad oggi le VIA rilasciate siano state pochissime (appena 4, su circa 100 richieste). In dettaglio, dei quasi 13 GW di progetti eolici che attualmente hanno presentato istanza di VIA Nazionale, analizzando i soli impianti onshore (9,2 GW), quasi 7 GW non ha ottenuto ancora nessun parere da parte degli stakeholder partecipanti al processo (principalmente, Comitato VIA, Ministero della Cultura, Regioni). Sulla restante quota, il MiC si è espresso su 1,5 GW, nel 75% dei casi con giudizio negativo, tipicamente anche a fronte di una valutazione positiva da parte del Comitato VIA.



L'andamento delle richieste di autorizzazione per gli impianti eolici Il lato «nascosto» della crescita delle rinnovabili

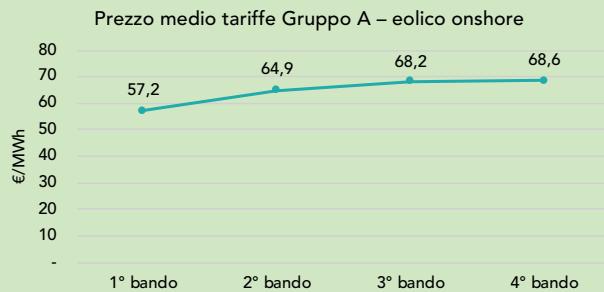
- Questo ci porta ad avere un **backlog** al 31 dicembre 2020 di circa 270 progetti (per oltre 15 GW) che hanno avviato l'iter autorizzativo e oltre 100 progetti (per circa 2 GW) che hanno ottenuto l'Autorizzazione Unica ma non risultano ancora in esercizio.
- Il tempo necessario per l'ottenimento del **titolo autorizzativo**, secondo Elemens, sui dati riferiti agli anni **2016-2020**, è pari a **4 anni e 9 mesi**, un tempo che rende assai complesso ogni concreto sforzo di pianificazione di un investimento.



Fonte: Elemens, 2021

Box. 3: Il costo collettivo per i ritardi autorizzativi (1/2)

- Come mostrato nel Capitolo 1, le **Aste** previste dal decreto FER 1 per l'aggiudicazione di un CfD a due vie a supporto della costruzione di nuovi impianti **non hanno portato ai risultati sperati in termini di partecipazione e, di conseguenza, concorrenza tra gli operatori**.



- Tralasciando gli impianti fotovoltaici (per i quali il principale ostacolo è rappresentato dalla esclusione degli impianti su suolo agricolo), è possibile stimare il **costo diretto per la collettività legato alla mancata competizione per l'aggiudicazione delle aste per gli impianti eolici**. Facendo l'ipotesi, peraltro non peregrina, che la principale ragione di tale mancata competizione sia da imputarsi ai ritardi autorizzativi.

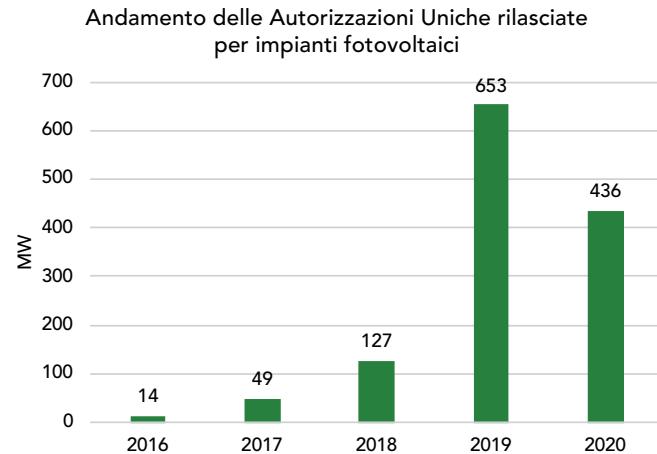
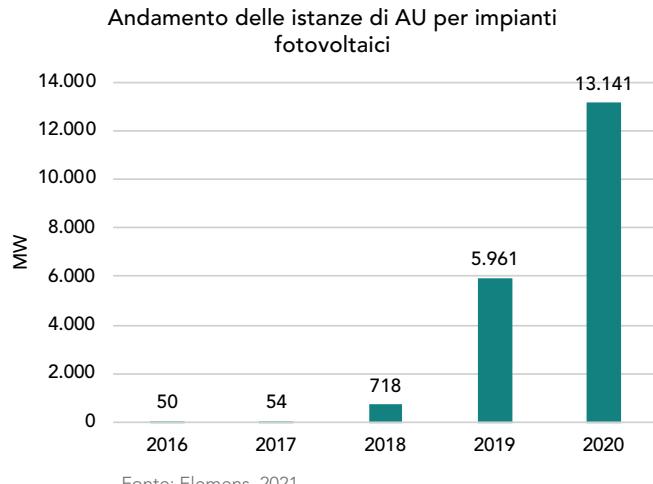
3. Il framework normativo e regolatorio per le Rinnovabili in Italia

- In particolare, si possono individuare **due ragioni** principali:
 - **I tempi necessari ad ottenere l'autorizzazione hanno come risultato che le caratteristiche tecnologiche degli impianti che partecipano a questi meccanismi non rappresentino le Best Available Technologies** ma le tecnologie disponibili al momento della progettazione;
 - In ogni caso, **la scarsità di progetti autorizzati ha limitato la concorrenza tra gli operatori** che, non rischiando di essere esclusi dalle assegnazioni, non hanno avuto interesse ad offrire ribassi consistenti seppur gli impianti eolici di grande taglia consentano di generare energia con LCOE potenzialmente inferiori alla base d'asta.
- **L'effetto combinato di queste due problematiche legate all'ottenimento dell'iter autorizzativo, ha portato all'assegnazione di tariffe nell'ordine dei 68 €/MWh valide per 20 anni.**
- In uno scenario caratterizzato dalla disponibilità di impianti per una capacità complessiva superiore al contingente a disposizione, dotati inoltre delle tecnologie allo stato dell'arte perché progettati solo pochi mesi prima del bando, **la collettività si sarebbe potuta dotare di un maggior numero di impianti supportati da una tariffa senz'altro inferiore.**

- Ad esempio, si prendano in considerazione i circa **480 MW di capacità eolica** che negli ultimi due bandi del Gruppo A si sono aggiudicati una tariffa media pari a **68 €/MWh**. Ipotizzando una produzione di 2.400 ore equivalenti annue e prendendo come riferimento l'andamento dei prezzi nella zona CSUD del 2019, il **costo netto per la controparte pubblica** si attesta sui **17,1 mln€/anno** (nell'88% delle ore il prezzo zonale è risultato inferiore a 68 €/MWh), che diventano circa **342 mln€** se si valuta l'intera durata del periodo di incentivazione (**20 anni**) con un andamento costante dei prezzi zonali.
- Se la stessa capacità fosse stata assegnata a **57 €/MWh** (prezzo medio assegnato nel primo bando agli impianti eolici) il costo netto annuale per la controparte pubblica sarebbe stato pari a **4,5 mln€/anno** e quello su 20 anni pari a **89,7 mln€**.

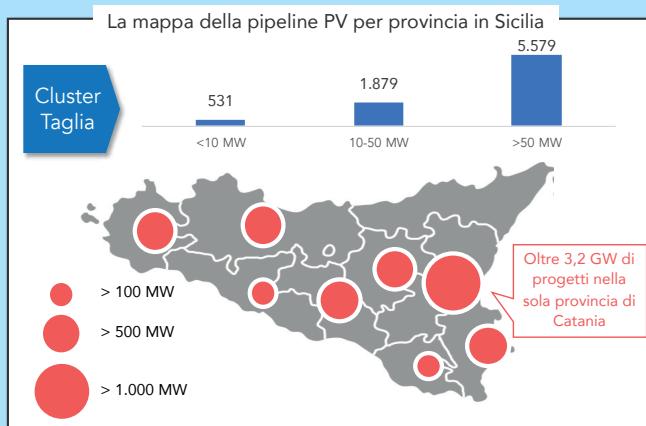
L'andamento delle richieste di autorizzazione per gli impianti fotovoltaici Il lato «nascosto» della crescita delle rinnovabili

- Una situazione simile si ritrova anche per le installazioni fotovoltaiche, dove le istanze di Autorizzazione Unica (nei dati elaborati da Elemens) nell'**ultimo triennio** sfiorano i **20 GW** cumulati, di cui **oltre 13 GW** solo nel corso del **2020**.
- Il tasso di ottenimento delle autorizzazioni presenta tre ordini di grandezza in meno rispetto alle richieste, anche se nel **2019** e nel **2020** (quest'ultimo probabilmente influenzato dagli effetti della pandemia) si registrano **tassi di rilascio superiori rispetto a quanto visto per l'eolico**.



Box 4: Il fotovoltaico in Sicilia

- La **Sicilia** è senza dubbio considerata dagli investitori come la terra promessa del fotovoltaico in Italia.
- A fine 2020 risultano quasi **8 GW** di progetti **utility scale a terra** in attesa di autorizzazione, con una ragionevole aspettativa che tale numero superi abbondantemente i **10 GW** già a metà 2021. La pipeline attuale rappresenta 7 volte il target – per quanto provvisorio – indicato nel proprio P.E.A.R.S per il 2030. Qualora il ritmo di presentazione di istanza dovesse mantenersi immutato ancora a lungo, è ragionevole immaginare che si raggiunga una sorta di saturazione delle pipeline, che potrebbe preludere a rallentamenti nelle procedure. Anche per tale ragione ci aspettiamo che la presentazione di nuove richieste in Sicilia sia destinata a ridursi nel breve o nel medio termine.



Box 5: La distribuzione geografica di consumi e generazione fotovoltaica

- La **domanda di energia elettrica** in Italia è decisamente maggiore nelle **regioni del Nord**, che pesano per il **57%** del totale. In tabella sono riportate le ripartizioni per zona di mercato dei **consumi nazionali** e della **generazione da fonte eolica e solare**:

| Zona di mercato | Ripartizione della generazione eolica | Ripartizione della generazione fotovoltaica | Ripartizione dei consumi |
|-----------------|---------------------------------------|---|--------------------------|
| NORD | 1% | 41% | 57% |
| CNOR | 1% | 12% | 10% |
| CSUD | 18% | 15% | 15% |
| SUD | 53% | 21% | 9% |
| SICI | 17% | 8% | 6% |
| SARD | 10% | 4% | 3% |



- La presenza degli impianti eolici nelle regioni meridionali è una scelta obbligata, che segue la disponibilità della fonte, mentre la generazione da idroelettrico e biomasse risulta più concentrata nelle regioni settentrionali. L'attuale **generazione da fotovoltaico**, invece, è più **uniforme sul territorio nazionale**, ma l'interesse degli operatori per i nuovi investimenti negli impianti utility scale risulta concentrata nelle regioni del Sud e nelle isole (i dati forniti da Elemenos mostrano che le **prime tre regioni per richieste di AU** per impianti fotovoltaici sono **Sicilia, Puglia e Sardegna** per un totale di **oltre 15 GW**).
- La costruzione di impianti fotovoltaici a latitudini inferiori consente senz'altro di incrementare la loro produttività, ma va tenuto in considerazione che se le quantità attese al 2030 venissero installate in maniera preponderante nelle regioni del Sud, sarebbe necessaria una ingente **capacità di trasporto verso i maggiori centri di consumo** e/o un'adeguata **capacità di accumulo** in modo da poter consumare l'energia anche nelle ore serali.

L'andamento delle richieste di autorizzazione per gli impianti fotovoltaici - Il lato «nascosto» della crescita delle rinnovabili

- Questo ci porta ad avere un **backlog** al 31 dicembre 2020 di circa 734 progetti (per oltre 18 GW) che hanno avviato l'iter autorizzativo e oltre 71 progetti (per circa 1,4 GW) che hanno ottenuto l'Autorizzazione Unica ma non risultano ancora in esercizio.
- Il tempo necessario per l'ottenimento del **titolo autorizzativo**, secondo Elemens, sui dati riferiti agli anni **2016-2020**, è pari a **1 anno e 5 mesi***, inferiore a quello dell'eolico, ma decisamente impattante considerando il rapporto con il tempo effettivo di realizzazione.



(*): Dato basato su un campione pari a circa 60 progetti. Il tempo indicato si riferisce ai soli impianti PV che hanno ottenuto una AU prima del 1 gennaio 2021 e non tiene conto delle tempistiche legate ad eventuali ricorsi post permitting.

Fonte: Elemens, 2021

L'andamento delle richieste di autorizzazione Il lato «nascosto» della crescita delle rinnovabili

- Se le si guarda nel complesso, quindi, **a fronte di richieste di autorizzazione che superano i 20 GW nel corso del solo 2020, le autorizzazioni rilasciate nello stesso anno superano a malapena i 500 MW.**
- Una simile differenza, come appunto già richiamato, non può essere solo il **frutto di imperizia o di ridotta capacità di presentare le richieste di autorizzazione da parte degli operatori**, quanto della difficoltà della Pubblica Amministrazione di processare in tempi ragionevoli ed eventualmente negare le autorizzazioni per progetti di impianti a fonte rinnovabile.
- Questo si trascina dietro **due problematiche**:
 - La **difficoltà di pianificazione** (si pensi ad esempio al reperimento dei capitali necessari) **e di valutazione** (si pensi a quanto si modifichino le condizioni di remunerazione nel volgere di 4 o 5 anni) **degli investimenti da parte degli operatori**;
 - La difficoltà di pianificazione territoriale e di monitoraggio effettivo dell'andamento del mercato **delle installazioni**, anche da parte di quelle **Pubbliche Amministrazioni** (ad esempio su scala Regionale) che vogliono intervenire per indirizzare gli operatori con l'obiettivo di ottenere la tipologia e la quantità di installato da rinnovabili che è necessario fare.

I fabbisogno di suolo

Il lato «nascosto» della crescita delle rinnovabili

- L'altro tema, richiamato in precedenza, riguarda l'**effettiva possibilità – soprattutto per il fotovoltaico – di realizzare impianti «a terra», andando ad occupare suolo.**
- Se da un lato, infatti, è **ragionevole dare priorità alle installazioni in aree già compromesse**, perché frutto di precedenti sfruttamenti (come ad esempio le aree dismesse), dall'altro lato è **necessario tenere conto del fatto che gli investimenti necessari in questo caso sono maggiori e talvolta sono maggiori anche i tempi necessari per le autorizzazioni** (in un quadro già particolarmente complesso).
- Riteniamo importante ribadire che l'**obiettivo della decarbonizzazione passa inevitabilmente anche per la realizzazione di grandi impianti da rinnovabili** e questo, per le caratteristiche morfologiche del nostro Paese, può voler significare utilizzare aree potenzialmente destinabili all'agricoltura.
- Non si vuole qui dare nessuna valutazione di prioritizzazione, ma appare quanto mai necessario fornire **qualche strumento di valutazione dell'impatto «reale» delle installazioni da fotovoltaico «a terra»**, senza che questo necessariamente sia trattato come un tabù.
- Nelle pagine che seguono, sempre partendo dagli obiettivi «minimi» del PNIEC, si propone una **stima dell'occupazione di suolo necessaria per le installazioni di fotovoltaico, in rapporto con le superfici potenzialmente disponibili**. Le percentuali che emergono sono decisamente «marginali» e lasciano intendere che si possa – con la giusta oggettività e serenità – affrontare il tema in maniera strutturale.

Il fabbisogno di suolo L'ipotesi di impiego delle aree agricole

- Per affrontare il tema, innanzitutto è necessario fare il quadro sulla consistenza delle aree agricole. Tali aree, secondo l'ultimo censimento sull'agricoltura dell'ISTAT, riferito al 2010, sono classificate come:
 - Superficie Agricola Totale (SAT): 170.811 km²**
 - Superficie Agricola Utilizzata (SAU): 128.560 km²**
 - Superficie Agricola Non Utilizzata (SANU): 12.224 km²**
 - Altre superfici agricole: 30.027 km²**
- Suddividendo queste superfici per zona geografica si ottiene:

| 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 |

Il fabbisogno di suolo per impianti fotovoltaici

L'ipotesi di impiego delle aree agricole

- Ponendo come obiettivo il raggiungimento del **target PNIEC riferito al fotovoltaico (+30,6 GW)**, si intende calcolare la percentuale di sfruttamento delle aree agricole. **Ragionando per estremi**, ossia pur ipotizzando di incrementare il parco fotovoltaico **solo tramite impianti di grande taglia installati a terra**, si otterrebbero i risultati riportati in tabella.
- Sulla base delle seguenti ipotesi:
 - tutti gli impianti installati sono **nuovi impianti utility scale con tracker** installati a terra
 - il tasso di occupazione medio per questo tipo di impianti è di **1,3-1,8 ettari/MW**
- per l'installazione di 30,6 GW sarebbero necessari circa **460 km²**, che corrispondono a **meno dello 0,5% delle aree agricole utilizzate o a meno del 4% delle aree agricole non utilizzate**.

| Tipologia di area | Totale [km ²] | % necessarie per accogliere la nuova capacità fotovoltaica |
|-------------------|---------------------------|--|
| SAU | 128.560 | 0,36% |
| SANU | 12.224 | 3,75% |

- Tali valori rappresentano **sicuramente una sovrastima**, in quanto non considerano:
 - Il **repowering di impianti esistenti**, che consente di incrementare la potenza installata su terreni già sfruttati;
 - Installazione di **impianti agro-voltaici**, che non impediscono il contemporaneo uso del terreno per scopi agricoli;
 - La quota di impianti che sarà installata **a tetto**, senz'altro non trascurabile.

BOX 6: Gli impianti agro-voltaici

- Il temine agro-voltaico descrive progetti che prevedono l'installazione di impianti fotovoltaici su terreni agricoli, portando alla **convivenza delle attività agricola e fotovoltaica**. Questo approccio non è nuovo, ma oggi sta incontrando nuova attenzione, vista la consapevolezza di come la **collaborazione tra il mondo agricolo e quello della produzione di energia fotovoltaica sia necessaria**, al fine di ridurre l'impatto dei nuovi impianti fotovoltaici sul territorio.
- I progetti di agro-PV, infatti, permettono di approcciare al problema delle aree agricole, sulle quali oggi non è possibile installare impianti di produzione incentivati, ma che risultano comunque necessarie al raggiungimento degli obiettivi di installazioni rinnovabili fissati a livello nazionale ed europeo. Allo stesso tempo, questa collaborazione può permettere di creare sinergie positive per entrambi i settori in gioco.
- L'obiettivo attualmente è **ottenere il massimo vantaggio sia per gli operatori agricoli che per quelli energetici**, evitando il ripetersi di errori del passato, in cui l'approccio a questi progetti aveva come interesse preponderante, se non unico, quello della produzione di energia, tralasciando le esigenze delle colture che avvenivano su quel territorio, fino a portare in alcuni casi ad un abbandono delle attività agricole, in quanto i vantaggi economici dati dalla produzione di energia risultavano maggiori di quelli generati dalla produzione agricola. Per questo motivo **sono oggi necessari nuovi criteri di progettazione e gestione dei progetti di agro-PV**, ai quali fare riferimento per permettere un corretto e proficuo sviluppo di questo settore.

- In primo luogo è necessario **incrementare l'attenzione al progetto agricolo**, che deve rispettare l'economia di scala che ne permette la sostenibilità, ed essere sviluppato con una visione di lungo periodo, per evitarne l'abbandono. Inoltre, l'importante investimento in campo energetico può permettere all'operatore agricolo di reperire le risorse finanziarie necessarie ad **apportare innovazioni nella propria produzione agricola**, permettendo di sostenere i costi necessari ad uno spostamento verso colture più sostenibili o remunerative, **ampliare le proprie attività, e sviluppare infrastrutture a beneficio delle stesse**, quali un sistema idrico automatizzato o l'applicazione di sensoristica per il monitoraggio e ottimizzazione della produzione.
- Da questo punto di vista l'agro-PV non risulta solo una soluzione per "sfruttare meno" le aree agricole, ma può generare un **rapporto virtuoso con l'imprenditore agricolo**, al quale viene fornito un supporto di lungo periodo, **che riduce le incertezze tipiche dell'attività agricola**, attraverso la diversificazione delle fonti di reddito, col risultato di ridurre la tendenza all'abbandono dei terreni.
- Ulteriore vantaggio che ottengono gli agricoltori che partecipano a progetti di agro-PV è **l'ombreggiamento dei campi**, per le colture che lo richiedono, con conseguente **riduzione della domanda di acqua per l'irrigazione**, questione particolarmente rilevante soprattutto per le aree agricole del sud Italia.
- Dal punto di vista degli operatori energetici, lo sviluppo di un progetto di agro-voltaico richiede **maggiorni costi di investimento** rispetto ad un progetto standard, ma **i player del mercato italiano vedono positivamente iniziative di questo genere**, poiché permettono di realizzare investimenti su terreni agricoli **senza generare un effettivo consumo di suolo**, ed al contempo riescono a **rilasciare maggiore valore sul territorio** sul quale operano. In risposta agli investimenti che l'operatore energetico si impegna a fare in campo agricolo, inoltre, esso può ottenere **diritti di superficie a costi contenuti e concordati**.

3. Il framework normativo e regolatorio per le Rinnovabili in Italia

- Infine, l'agro-PV può consentire di ridurre la sindrome NIMBY nei confronti dei grandi impianti fotovoltaici, e di andare incontro ad una **maggiore accettazione dei progetti** anche da parte delle autorità preposte all'autorizzazione degli stessi, proponendo interessanti interventi di mitigazione dell'impatto sul territorio. Alcune Regioni, infatti, stanno iniziando a **vincolare l'autorizzazione dei progetti di impianti a terra alla presenza di un progetto di agro-voltaico**; ciò condizionerà molto questo mercato, e permetterà agli operatori lo **sviluppo del know-how necessario** alla diffusione di questi progetti.
- Potrebbe inoltre giovare allo sviluppo di progetti di agro-voltaico **la revisione delle "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili"** (D.M. 10 settembre 2010) con l'indicazione di condizionalità vincolanti relative a buone pratiche agricole.

Indice capitolo

I target nazionali per le Rinnovabili

Il lato «nascosto» delle Rinnovabili in Italia: le procedure di autorizzazione ed il consumo di suolo

Le modifiche al framework normativo e regolatorio: siamo sulla giusta strada?

Il PNRR per le Rinnovabili

Le modifiche al framework normativo e regolatorio

- Nel corso dell'ultimo anno sono stati introdotti alcuni provvedimenti che hanno modificato framework normativo e regolatorio. I principali, che verranno poi presentati nelle slide successive, sono:
 - **Semplificazione dell'iter per l'ammodernamento di impianti esistenti** (integrali ricostruzioni, rifacimenti, riattivazioni e potenziamenti);
 - **Possibilità di accesso ai meccanismi di incentivazione del Decreto FER 1 per gli impianti che non hanno accettato lo Spalma-incentivi volontario;**
 - **L'introduzione delle Energy Community** nel quadro normativo nazionale;
 - **L'istituzione del nuovo Ministero della Transizione ecologica.**

Il Decreto Semplificazioni

La semplificazione per interventi su impianti esistenti

- Nel Decreto Semplificazioni sono presenti disposizioni che hanno la finalità di **semplicare gli interventi di ammodernamento di impianti esistenti**.
- In particolare, alla luce degli obiettivi PNIEC, un **contributo rilevante deve derivare dagli interventi di integrali ricostruzioni, rifacimenti, riattivazioni e potenziamenti**, in quanto buona parte degli impianti esistenti potrebbe ottenere un incremento della produzione elettrica e una riduzione dell'impatto ambientale adottando tecnologie più avanzate ed efficienti.
- Nell'ottica di semplificare l'iter di ammodernamento degli impianti esistenti sono state introdotte le seguenti modifiche:
 1. Per le integrali ricostruzioni, i rifacimenti, le riattivazioni e i potenziamenti, la **Valutazione di Impatto Ambientale ha ad oggetto la sola variazione di impatto indotta dal progetto rispetto alla situazione ante intervento**.

Il Decreto Semplificazioni

La semplificazione per interventi su impianti esistenti

2. **Non sono sottoposti a valutazioni ambientali e paesaggistiche** gli interventi di modifica di progetti autorizzati o di impianti esistenti se **non incrementano l'area** occupata dagli impianti e dalle opere connesse e a prescindere dalla potenza elettrica risultante a seguito dell'intervento, se ricadenti nelle seguenti categorie:

- impianti **eolici**: interventi di sostituzione delle turbine che comportano un aumento delle dimensioni delle pale e delle volumetrie non superiore al 15%;
- impianti **fotovoltaici con moduli a terra**: interventi che, anche a seguito della sostituzione dei moduli e degli altri componenti e mediante la modifica del layout dell'impianto, non subiscano un aumento della volumetria superiore al 15% e una variazione dell'altezza massima dal suolo non superiore al 20%;
- impianti **fotovoltaici con moduli su edifici**: interventi di sostituzione dei moduli fotovoltaici a seguito dei quali non ci sia un aumento dell'angolo di inclinazione rispetto alla superficie su cui i moduli sono collocati;
- impianti **idroelettrici**: interventi che, senza incremento della portata derivata, comportano una variazione delle dimensioni dei componenti e della volumetria delle strutture non superiore al 15%.

Il Decreto Semplificazioni

Il superamento dello Spalma-Incentivi

- Superando i divieti stabiliti dalla precedente normativa, i produttori di energia elettrica da fonti rinnovabili titolari di impianti che non hanno optato per lo Spalma-Incentivi **possono partecipare, con progetti di intervento sullo stesso sito** (tipicamente repowering), **ai bandi pubblicati dal GSE** successivamente alla data di entrata in vigore del Decreto Semplificazioni, e che a tale fine il GSE dovrà predisporre graduatorie separate.
- Il contingente di potenza disponibile per tali progetti è pari alla **potenza residuale** che, in ciascuna procedura di asta o registro e per ciascun gruppo di impianti, non dovesse essere assegnata agli altri impianti.
- Inoltre, nel caso di assegnazione si applica una **decurtazione percentuale della tariffa pari ad un'ulteriore riduzione di 5% rispetto a quella offerta dal produttore**, nel caso delle aste. Per gli impianti a **registri**, la tariffa di riferimento sarà ridotta del 3%.

Box 7: Energy Community e Autoconsumatori collettivi

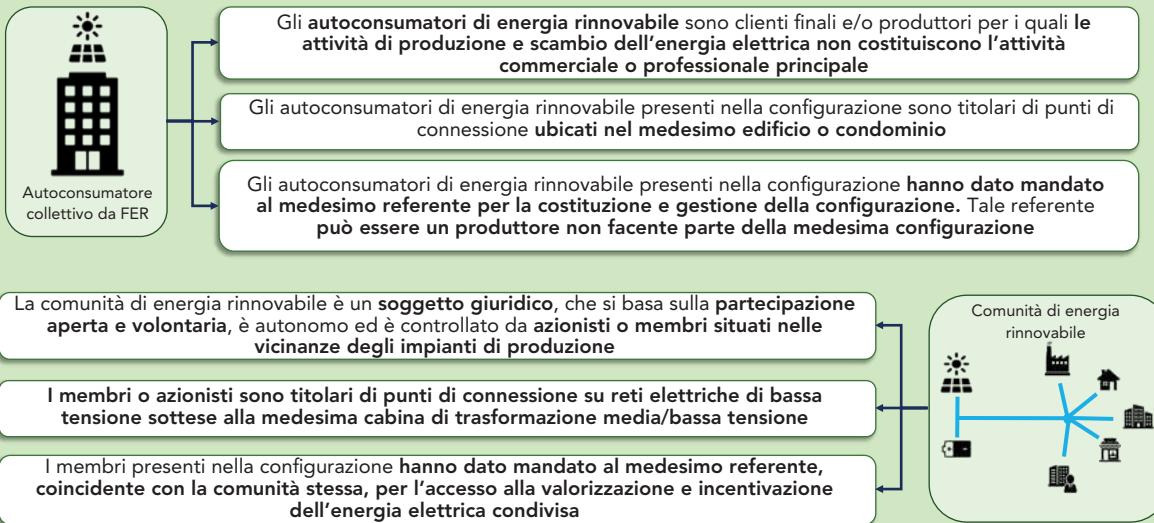
La timeline dell'evoluzione normativa

- Il decreto attuativo del MiSE di settembre 2020 ha introdotto nel panorama nazionale le configurazioni di **autoconsumo collettivo e comunità energetiche**, le quali rappresentano un **modello innovativo per la produzione e il consumo di energia proveniente da fonti rinnovabili**.
- Questo nuovo modello, introdotto nel corso dello scorso anno e che sarà ulteriormente definito con il recepimento della direttiva REDII, potrà giocare un ruolo nello sviluppo delle rinnovabili in Italia.



Box 8: Energy Community e Autoconsumatori collettivi

Le caratteristiche principali



Box 9: Energy Community e Autoconsumatori collettivi Gli impianti di produzione

- Alle nuove configurazioni è richiesto di dotarsi di impianti a fonte rinnovabile da **cui produrre energia e poterla «condividere» tra i membri** che ne fanno parte (considerando, nel medesimo periodo orario, quanta dell'energia prodotta dagli impianti viene prelevata dai membri che partecipano alla configurazione).
- Nello schema sottostante si riportano i **requisiti degli impianti rinnovabili** previsti attualmente dalla regolamentazione.

Impianti di produzione
da FER



Entrati in esercizio a seguito di **nuova realizzazione** dell'1 marzo 2020 ed entro i sessanta giorni successivi alla data di entrata in vigore del recepimento della Direttiva europea

Sono ammessi anche impianti oggetto di nuova realizzazione nell'ambito del **potenziamento di un impianto di produzione esistente**, purché essi siano oggetto di separata misura

Ciascun impianto deve avere una **potenza non superiore a 200 kW**



Autoconsumatori
collettivi da FER

Localizzati nell'area afferente
il **medesimo edificio o condominio**

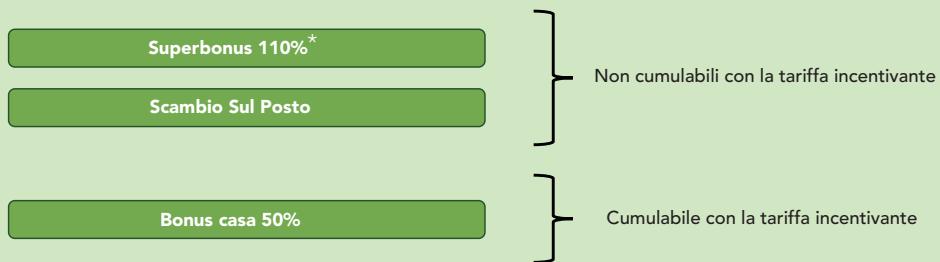
Connessi su reti elettriche di **bassa tensione** sottese alla **medesima cabina secondaria** a cui la configurazione si riferisce



Comunità di
energia rinnovabile

Box 10: Energy Community e Autoconsumatori collettivi a tariffa incentivante

- Per le configurazioni di autoconsumo collettivo e di comunità energetica è presente una forma di **incentivazione** per la remunerazione dell'energia prodotta dagli impianti a fonti rinnovabili e condivisa internamente alle configurazioni.
- La durata della tariffa è di 20 anni ed è pari a:
 - **100 €/MWh** nel caso in cui l'impianto di produzione faccia parte di una configurazione di autoconsumo collettivo;
 - **110 €/MWh** nel caso in cui l'impianto faccia parte di una comunità energetica rinnovabile.



- In conclusione, questo nuovo schema può rappresentare una **importante opportunità per privati cittadini e imprese** di investire in impianti di generazione rinnovabile e **beneficiare in maniera collettiva dell'energia da essi prodotta**, possibilità esclusa prima dell'introduzione di queste nuove configurazioni. Inoltre, grazie all'incentivo previsto, l'investimento risulta sostenibile anche dal punto di vista economico.

(*) Il Superbonus è applicabile a massimo 20 kW di impianto fotovoltaico; l'energia prodotta dalla potenza eccedente può accedere alla tariffa incentivante se condivisa.

L'istituzione del MiTE

- I provvedimenti normativi descritti rappresentano importanti evoluzioni, che tuttavia riguardano in buona parte la **modifica ad impianti o progetti esistenti**. Tali cambiamenti non sembrano, invece, essere sufficienti per **risolvere le criticità legate all'installazione di nuovi impianti**.
- Come è noto, la nascita del nuovo Governo ha dato il via al nuovo **Ministero della Transizione ecologica** con l'obiettivo di realizzare quest'ultima anche in riferimento a quanto previsto dal Recovery Fund, che richiede che almeno il 37% delle risorse sia utilizzato in questa direzione.
- In particolare, il nuovo Ministero dovrà occuparsi di:
 1. autorizzazione di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili di competenza statale;
 2. combustibili alternativi, veicoli elettrici, politiche di contrasto dei cambiamenti climatici;
 3. pianificazione in materia di emissioni nei diversi settori dell'attività economica.
- Tra le priorità identificate per l'attività del Ministero vi sono lo **snellimento della burocrazia e la riduzione dei tempi delle autorizzazioni e delle valutazioni ambientali**. In particolare, l'intenzione è quella di adottare misure per recuperare il ritardo accumulato, collaborando con altri Ministeri quali quello delle Infrastrutture e della mobilità sostenibile.

L'istituzione del MiTE

- A febbraio 2021 è stato inoltre istituito il **Comitato interministeriale per la transizione ecologica (CITE)**, che avrà il compito di assicurare il coordinamento delle politiche nazionali per la transizione ecologica e la relativa programmazione.
- Il Comitato è presieduto dal Presidente del Consiglio e vi partecipano i Ministri per il Sud e la coesione territoriale, della Transizione ecologica, dell'Economia e delle Finanze, dello Sviluppo Economico, delle Infrastrutture e della mobilità sostenibile, del Lavoro e delle politiche sociali e delle politiche agroalimentari e forestali.
- Il CITE ha il compito di approvare il **Piano per la transizione ecologica**, in modo da coordinare le politiche in materia di:
 - a. riduzione delle emissioni di gas climalteranti;
 - b. mobilità sostenibile;
 - c. contrasto del dissesto idrogeologico e del consumo del suolo;
 - d. mitigazione e adattamento ai cambiamenti climatici;
 - e. risorse idriche e relative infrastrutture;
 - f. qualità dell'aria;
 - g. economia circolare, bio-economia circolare e fiscalità ambientale, inclusi i sussidi ambientali e la finanza climatica e sostenibile.
- Non è ad oggi stato presentato dal CITE il Piano per la transizione ecologica, ma dalle prime dichiarazioni del Ministro emerge una piena **consapevolezza verso la necessità di risolvere le criticità legate all'ottenimento delle autorizzazioni**.

Le modifiche al framework normativo e regolatorio: siamo sulla giusta strada?

- Come visto sono numerose le modifiche attuate, alle quali va **indubbiamente riconosciuto un carattere espansivo del mercato** e a cui si aggiungono le ulteriori misure proposte dal PNRR (Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza), che saranno oggetto delle prossime slide.
- Tuttavia, se si guarda ai problemi messi in evidenza nella prima parte di questo capitolo **e si raccolgono in maniera strutturata – come fatto attraverso la nostra indagine empirica, e con il supporto dei partner del Rapporto – le opinioni degli operatori delle rinnovabili in Italia, ci si accorge che la strada intrapresa è sì espansiva, ma non abbastanza coraggiosa.**
- Il rilancio del mercato delle rinnovabili richiederebbe **interventi più «mirati» ad affrontare i problemi più significativi del comparto**. Ne abbiamo identificati 5, che rappresentano una sorta di **agenda politica** per le rinnovabili (e che ritroveremo e discuteremo anche nel capitolo finale del Rapporto):
 - **Tempistiche «certe» per gli iter autorizzativi ed allineate ai requisiti della Direttiva EU 2018/2001**
 - **Estensione del Decreto FER 1 e introduzione del Decreto FER 2**
 - **Burden sharing**
 - **«Messa a regime» dei progetti pilota**
 - **Linee guida «nazionali» per gli impianti agro-voltaici**

Le modifiche al framework normativo e regolatorio: I temi per l'agenda politica

Tempistiche «certe» per gli iter autorizzativi

Riguardo le modalità e le tempistiche secondo cui si svolgono gli iter autorizzativi per l'installazione di nuovi impianti a fonte rinnovabile e i rifacimenti degli impianti esistenti, **gli operatori non ritengono necessarie ulteriori modifiche alle regolamentazioni già in essere, purché queste vengano applicate e rispettate**. Spesso infatti il personale che si deve occupare dello svolgimento delle pratiche a livello regionale e comunale non è adeguatamente formato a tale scopo e sottostimato rispetto al volume di richieste da trattare. **La sfida non risiede tanto nel modificare il dettato normativo, quanto di renderlo efficace dotando la Pubblica Amministrazione delle risorse necessarie**. Questa esigenza deriva anche dell'art.16 della Direttiva UE 2018/2001, nella quale si fa riferimento a principi di trasparenza e certezza dei tempi negli iter autorizzativi.

Estensione del Decreto FER 1 e introduzione del Decreto FER 2

Nonostante gli esiti delle aste e dei registri del decreto FER 1 non abbiano dato vita ad importanti ribassi rispetto alla tariffa di partenza, segno di una scarsa competizione, **gli operatori approvano il meccanismo e risultano favorevoli allo schema di remunerazione introdotto tramite il decreto FER 1**. A tal proposito, sottolineano l'importanza di rinnovare in tempi brevi tale decreto, oltre all'introduzione del Decreto FER 2, in modo da avere una visione sul lungo periodo per pianificare gli investimenti nei nuovi impianti.

Le modifiche al framework normativo e regolatorio: I temi per l'agenda politica

Burden sharing

Per favorire la definizione degli scenari di diffusione delle rinnovabili, diversi operatori hanno suggerito **l'aggiornamento del decreto Burden sharing del 2012, il quale ripartiva l'obiettivo nazionale di rinnovabili fra le Regioni italiane**. Una valutazione a consuntivo delle installazioni nelle singole Regioni e una revisione degli obiettivi regionali alla luce del PNIEC e, in prospettiva, del Green Deal europeo semplificherebbe l'identificazione della localizzazione per i nuovi impianti.

«Messa a regime» dei progetti pilota

A beneficio della visione sul lungo periodo, un altro aspetto che è stato sollevato riguarda la **«messa a regime» dei progetti pilota (UVAM, Fast Reserve) attualmente in atto e visti con favore dagli operatori**. Una integrazione definitiva nei Codici di Rete consentirebbe di definire con maggiore certezza le voci di ricavo che possono essere inserite nel business plan degli impianti e valutare al meglio la sostenibilità dell'investimento nel lungo periodo, soprattutto per quanto concerne i **sistemi di accumulo**.

Linee guida «nazionali» per gli impianti agro-voltaici

Gli impianti **agro-voltaici** sono una tecnologia di cui già esistono alcuni esempi e ritenuta pronta per uno sviluppo su più ampia scala. Tuttavia, ciò che caratterizza l'agro-voltaico ad oggi è una ampia **varietà di alternative progettuali** secondo cui può essere realizzato, a questo proposito gli operatori si auspicano che vengano introdotte delle **linee guida ad hoc** che possano risultare utili per stabilire uno standard.

Indice capitolo

I target nazionali per le Rinnovabili

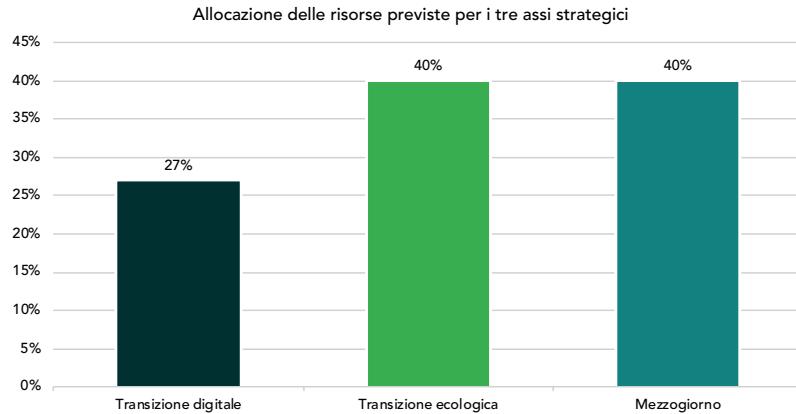
Il lato «nascosto» delle Rinnovabili in Italia: le procedure di autorizzazione ed il consumo di suolo

Le modifiche al framework normativo e regolatorio: siamo sulla giusta strada?

Il PNRR per le Rinnovabili

Il Piano Nazionale Ripresa e Resilienza

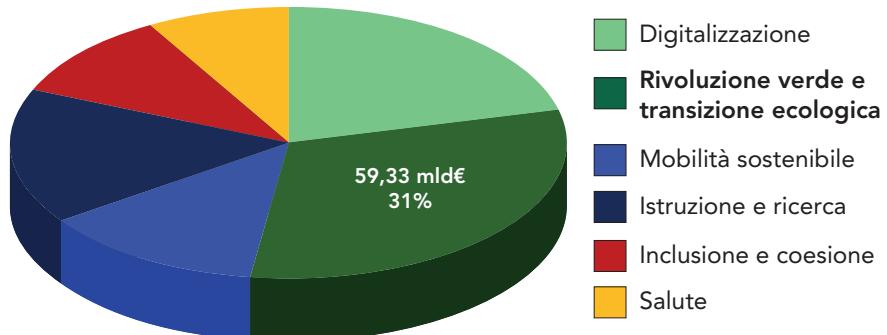
- Il 25 aprile 2021 il Governo italiano ha trasmesso al Parlamento il testo del **Piano Nazionale Ripresa e Resilienza** (PNRR) in vista della presentazione formale alla Commissione Europea, avvenuta il 30 aprile.
- Sono previsti **3 «assi strategici»** per il rilancio del Paese:



Il Piano Nazionale Ripresa e Resilienza

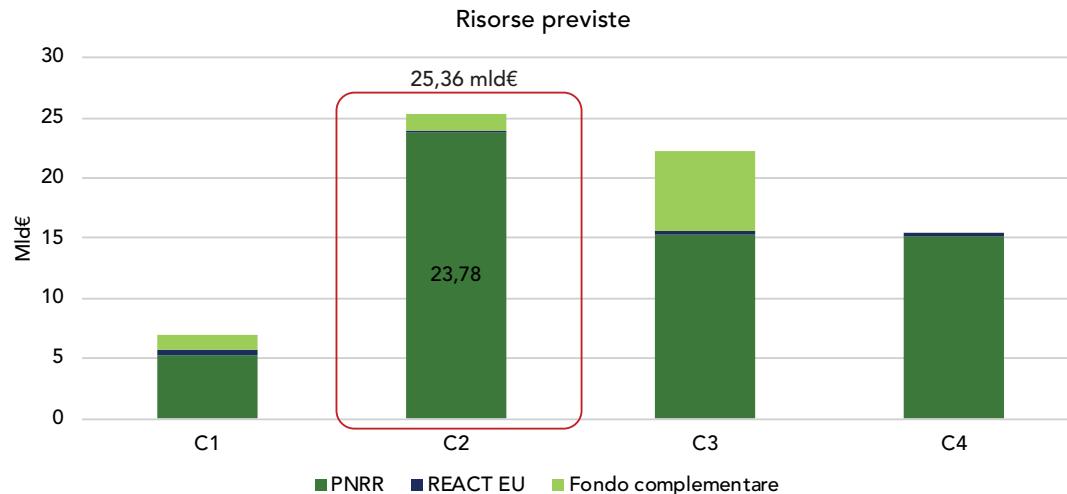
- Nel Piano sono individuate **6 Missioni**, a loro volta suddivise in **16 Componenti** funzionali a realizzare gli obiettivi economico-sociali definiti nella strategia del Governo.
- La missione di interesse per il presente Report è quella denominata «Rivoluzione verde e transizione ecologica», per la quale è previsto lo stanziamento del 31% del totale delle risorse del PNRR.

Suddivisione delle risorse disponibili per Missione



Il Piano Nazionale Ripresa e Resilienza Rivoluzione verde e transizione ecologica

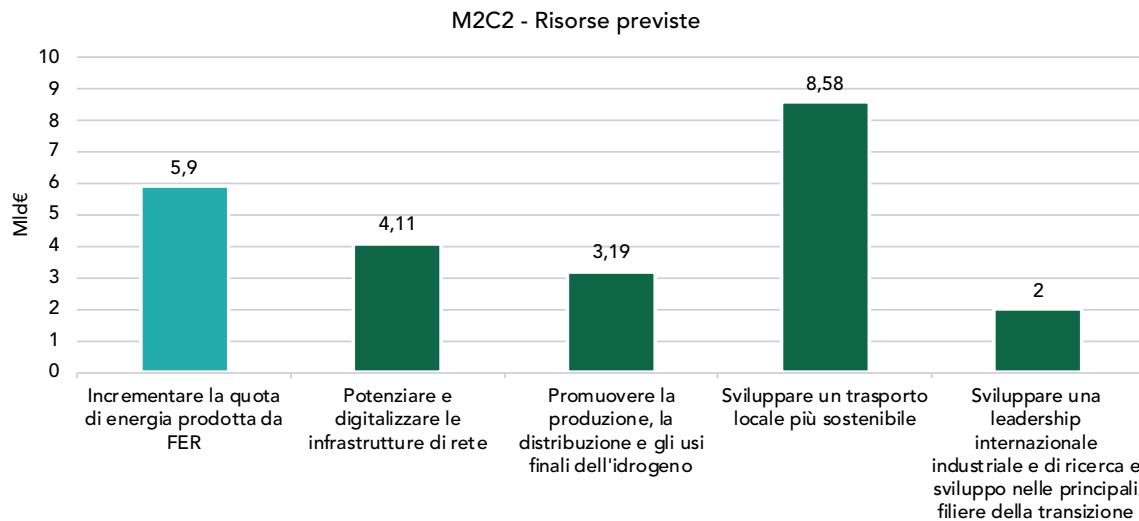
- La Missione «Rivoluzione verde e transizione ecologica» è a sua volta suddivisa in 4 componenti:
 - C1 - Economia circolare e agricoltura sostenibile;
 - **C2 - Energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile;**
 - C3 - Efficienza energetica e riqualificazione degli edifici;
 - C4 - Tutela del territorio e della risorsa idrica.



Il Piano Nazionale Ripresa e Resilienza

Rivoluzione verde e transizione ecologica

- I fondi previsti dal PNRR per la Componente 2 della seconda Missione (M2C2), pari a **23,78 mld€**, sono per il **25% allocati all'incremento della quota di energia prodotta da FER**, mentre la quota principale è dedicata allo sviluppo del trasporto locale.



BOX 10: Potenziare e digitalizzare le infrastrutture di rete

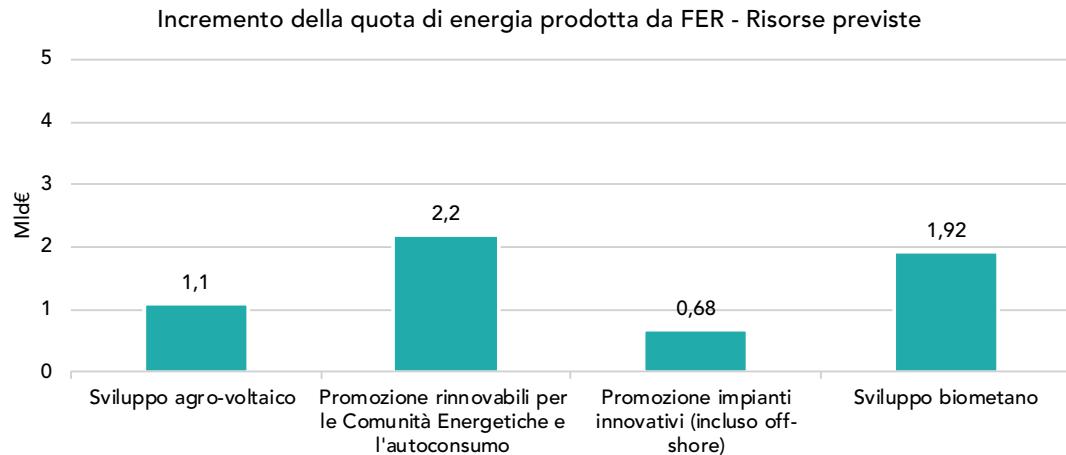
- All'interno della Componente 2 della seconda Missione (M2C2), **4,11 mld€** sono dedicati a **potenziare e digitalizzare le infrastrutture di rete**, le quali ricopriranno un ruolo chiave all'interno del percorso di elettrificazione e decarbonizzazione intrapreso dal Paese.
- Da un lato il sistema di generazione sarà sempre più caratterizzato dalla presenza di risorse rinnovabili e distribuite, dall'altro lato i consumi metteranno progressivamente in atto la transizione verso il vettore elettrico. In questo scenario, una rete di distribuzione resiliente, digitale e flessibile funge da abilitatore di questa transizione.
- Il PNRR individua due linee progettuali che vanno in questa direzione, per un totale di fondi investiti pari a 3,61 mld€:
 - Incremento della capacità di rete per accogliere **4.000 MW di nuova capacità da fonti rinnovabili** e interventi di **smart grid** su 115 sottostazioni primarie e la relativa rete sottesa;
 - Aumento della capacità a disposizione delle utenze (ad esempio mobilità elettrica e pompe di calore) per favorire **l'elettrificazione dei consumi**.
- Inoltre, una ulteriore linea di investimento (0,5 mld€) riguarda gli interventi di **resilienza sulle reti**, che negli ultimi anni, a causa dei cambiamenti climatici in atto, sono state esposte ad eventi meteorologici estremi che hanno portato a conseguenze di interruzione prolungata della fornitura di energia. L'investimento mira a migliorare la qualità del servizio di circa 4.000 km di rete, riducendo il numero e la durata delle interruzioni.

BOX 11: Sviluppare una leadership internazionale industriale e di ricerca e sviluppo nelle principali filiere della transizione

- La rapida **trasformazione** attesa per il **sistema energetico europeo** nei prossimi anni richiederà un **adattamento** anche dal punto di vista **tecnologico** alle logiche di **decarbonizzazione**. La forte domanda di tecnologie innovative che ne conseguirà renderà necessario puntare su **filiere industriali** per sostenere la transizione.
- In particolare, ci si attende una forte **crescita** degli **investimenti** sia pubblici che privati nei settori del **solare e eolico** onshore. Le proiezioni riguardanti i GW installati in Europa evidenziano, ad esempio, una crescita del fotovoltaico in **Italia da 21 GW** a più di **52 GW** entro il **2030**. Ad oggi il **mercato** europeo del fotovoltaico è però dominato dai produttori **asiatici**, con il **70%** della produzione di pannelli, mentre in **Europa** ne vengono prodotti solo il **5%**.
- La **crescita** attesa delle **rinnovabili** in Europa può dunque rappresentare una grande **occasione** per l'industria italiana, grazie alla posizione strategica nel Mediterraneo che pone il nostro Paese nelle condizioni di poter diventare il centro del mercato europeo.
- Allo stesso modo, lo sviluppo della **mobilità elettrica** in Europa rende importante la partecipazione attiva dell'Italia e degli altri Paesi europei alla filiera delle **batterie**. Ciò si rende necessario per **evitare** una eccessiva **dipendenza** futura da produttori stranieri, che potrebbe generare ripercussioni negative sull'elettrificazione del settore della mobilità sia pubblico che privato.
- Dunque, l'intervento del **PNRR** nei settori del **fotovoltaico, eolico** e delle **batterie** per il settore dei trasporti è finalizzato a **potenziare** le filiere italiane in questi ambiti, tramite la creazione di posti di lavoro, lo sviluppo di investimenti in infrastrutture industriali high-tech, R&D, brevetti, innovazione e capitale umano con nuove competenze.

Il Piano Nazionale Ripresa e Resilienza Rivoluzione verde e transizione ecologica

- La Componente 2, oltre allo sviluppo della filiera dell'idrogeno, e della mobilità sostenibile, si pone tre importanti obiettivi:
 - **Incremento della quota FER in linea con gli obiettivi di decarbonizzazione;**
 - **Potenziamento e digitalizzazione della rete;**
 - Sviluppo di una filiera industriale e di ricerca e sviluppo nelle filiere della transizione.



Il Piano Nazionale Ripresa e Resilienza

Incremento della quota FER – Aree di investimento

1. Prima area di investimento: **sviluppo dell'agro-voltaico**

- Si prevede di implementare sistemi ibridi che consentano la produzione di energia senza compromettere l'utilizzo di terreni dedicati all'agricoltura, riducendo i costi di approvvigionamento energetico delle aziende agricole ed incrementandone la sostenibilità ambientale ed economica.



2. Seconda area di investimento: **promozione delle rinnovabili per le Comunità Energetiche e l'auto-consumo**

- Si prevede di estendere la sperimentazione già avviata focalizzandosi su pubbliche amministrazioni, famiglie e microimprese in Comuni con meno di 5.000 abitanti, per massimizzare l'impatto socio-territoriale.



Il Piano Nazionale Ripresa e Resilienza Incremento della quota FER – Aree di investimento

3. Terza area di investimento: **promozione di impianti innovativi**

- Si prevede di sostenere la realizzazione di impianti offshore e tecnologie sperimentali (come quelle che sfruttano il moto ondoso) anche in configurazioni innovative e integrate con sistemi di accumulo.



4. Quarta area di investimento: **sviluppo del biometano**

- Si prevede di riconvertire e migliorare l'efficienza degli impianti biogas esistenti e supportare la realizzazione di nuovi impianti con un contributo del 40% sull'investimento. Inoltre, sarà promossa la diffusione di pratiche ecologiche nella fase di produzione del biogas e la sostituzione di veicoli obsoleti con veicoli alimentati a metano o biometano. In ultimo, si prevede di migliorare l'efficienza di impianti agricoli esistenti di piccola scala per i quali non è possibile accedere alle misure di riconversione.



Il Piano Nazionale Ripresa e Resilienza

Incremento della quota FER – Riforme

- Affinché gli interventi elencati siano effettivamente implementati nei tempi previsti, e in generale per abilitare lo sviluppo di impianti a fonte rinnovabile, è prevista l'introduzione di due riforme fondamentali, che riguardano gli impianti FER e il biometano.
- La prima, di maggiore interesse per i temi affrontati in questo rapporto, riguarda la **semplificazione delle procedure di autorizzazione** e un **nuovo quadro giuridico** per sostenere la produzione da fonti rinnovabili.
- Osservando gli obiettivi indicati nel PNRR per questa riforma, si nota come essi siano sostanzialmente in linea con quelli raccolti tra gli operatori e descritti nel capitolo precedente. In particolare, il PNRR si pone sette obiettivi, da raggiungere grazie a quattro azioni normative:

Obiettivi

- Omogeneizzare le procedure autorizzative sul territorio nazionale
- Semplificare le procedure per la realizzazione di impianti offshore
- Semplificare le procedure di impatto ambientale
- Identificare aree adatte agli impianti rinnovabili
- Potenziare gli investimenti privati
- Incentivare gli accumuli
- Incentivare gli investimenti pubblico-privati

Azioni normative

- Creazione di un quadro normativo semplificato
- Emanazione di una disciplina volta a definire criteri per l'individuazione delle aree idonee e non idonee all'installazione di impianti (per una potenza almeno pari a quella individuata dal PNIEC)
- Completamento dei meccanismi di sostegno anche per le tecnologie non mature e l'estensione dei tempi dell'attuale regime di sostegno
- Agevolazioni normative per gli investimenti in sistemi di accumulo





POLITECNICO
MILANO 1863
SCHOOL OF MANAGEMENT



Il potenziale «teorico» delle Rinnovabili in Italia: una questione di mix 4

Partner



Sponsor

KEY ENERGY
THE RENEWABLE ENERGY EXPO

Con il patrocinio di

ANIE
CONFESSIONI

ANIE ENERGIA
Rinnovabili

ENEA
ISTITUTO NAZIONALE DI RICERCHE

fiper
FEDERAZIONE ITALIANA PRODUTTORI

Obiettivo del capitolo

- Il capitolo precedente ha identificato i **limiti dell'attuale quadro normativo e le risorse messe in campo per il rilancio del comparto delle rinnovabili in Italia**.
- Il **dibattito** dovrebbe, a nostro parere, spostarsi **sull'efficacia dell'impiego delle risorse e prendere consapevolezza che non da una sola «soluzione», ma da un mix integrato e coerente di provvedimenti normativi, così come da un mix integrato e coerente (per taglia e fonte) di impianti da rinnovabili dipende il futuro del comparto nel nostro Paese**.
- Al fine di raggiungere gli **obiettivi di decarbonizzazione**, è necessario, lo abbiamo visto più volte, **un forte incremento della potenza installata in Italia, e ciò deve avvenire attraverso la diffusione di nuovi impianti che sfruttano le diverse fonti rinnovabili disponibili**. Inoltre, alla costruzione di nuovi impianti (in ambito **residenziale, C&I o utility-scale**) va affiancata un'azione di **ammodernamento del parco esistente**, sfruttando l'avanzamento tecnologico.

Obiettivo del capitolo

- In questo capitolo si vogliono analizzare, con un **focus su eolico e fotovoltaico** (dai quali dipende larga parte del target sulle rinnovabili), **i diversi contributi al raggiungimento degli obiettivi di diverse configurazioni di impianto** (delle quattro macro-tipologie indicate sotto) **ed il mix di provvedimenti necessari al loro sostegno**. In altre parole, provare a «qualificare» gli ingredienti ideali della ricetta del futuro delle rinnovabili in Italia.



Residenziale



Industriale o
commerciale (C&I)



Utility-scale



Utility-scale

Obiettivo del capitolo

- Inoltre, come più volte discusso, **parallelamente alle nuove installazioni è necessaria un'attenta gestione dell'installato attuale**, attraverso la **costante manutenzione degli impianti e il ricorso ad interventi di revamping o repowering degli impianti che lavorano con prestazioni inferiori rispetto al loro potenziale**.
- Questo è divenuto ancora più vero se si pensa che, come ampiamente discusso nel Capitolo 2, le attuali tecnologie a mercato permettono di ottenere prestazioni decisamente migliori rispetto agli impianti attualmente installati in Italia, che hanno una vetustà tecnologica media superiore a quanto fatto registrare negli altri grandi Paesi europei.
- **L'efficacia ed il mix di risorse da mettere in campo per il raggiungimento degli obiettivi dovrà quindi necessariamente avvenire attraverso due tipologie di investimenti**, entrambi oggetto dell'analisi:

Investimenti Green Field

Interventi di Revamping

Il mix di impianti analizzato

- Nelle slide successive viene presentata **l'analisi tecnico-economica** di alcune delle soluzioni impiantistiche più diffuse attualmente nel nostro Paese, per permetterne un **confronto sulla base del costo e della producibilità**, identificate come misure di efficacia dell'investimento.



| Casi analizzati | Ambito | Potenza |
|-----------------------|---------------------------|---------|
| Caso 1 – Fotovoltaico | Residenziale | 3 kW |
| Caso 2 – Fotovoltaico | Industriale o commerciale | 600 kW |
| Caso 3 – Fotovoltaico | Utility-scale | 30 MW |
| Caso 4 – Fotovoltaico | Agro-voltaico | 30 MW |
| Caso 5 – Eolico | Utility-scale | 50 MW |
| Caso 6 – Fotovoltaico | Industriale o commerciale | 600 kW |
| Caso 7 – Fotovoltaico | Utility-scale | 5 MW |
| Caso 8 – Eolico | Utility-scale | 20 MW |

- Per ognuno di questi casi viene considerato **l'effetto dell'incremento di 1 GW del parco installato, in termini di energia prodotta ed emissioni evitate**. Per il calcolo delle emissioni evitate si considera che la nuova generazione da rinnovabili **sostituisca la generazione da impianti a gas a ciclo combinato**, caratterizzati da un fattore di emissione medio pari a 367 gCO₂/kWh.

fonte: ISPRA, 2020

Indice capitolo

Investimenti green field

Interventi di revamping

La visione d'assieme

Le ipotesi di base per gli impianti green field

- Le caratteristiche delle **soluzioni impiantistiche** dei casi proposti **si basano sull'analisi dei trend tecnologici riportata nel Capitolo 2** del Rapporto. I valori di efficienza e potenza dei moduli fotovoltaici e della potenza e diametro delle turbine eoliche, sono perciò relativi allo sviluppo tecnologico attuale, ed alla tecnologia che si prevede sarà di maggiore applicazione nel medio periodo (**5 anni**).
- Le caratteristiche tecniche considerate nei diversi casi sono riportate nella tabella seguente:

| Casi analizzati | Ambito | Caratteristiche |
|-----------------------|---------------------------|--|
| Caso 1 – Fotovoltaico | Residenziale | Moduli PERC monofacciali a tetto |
| Caso 2 – Fotovoltaico | Industriale o commerciale | Moduli PERC monofacciali a tetto |
| Caso 3 – Fotovoltaico | Utility-scale | Moduli PERC bifacciali a terra con tracker |
| Caso 4 – Fotovoltaico | Agro-voltaico | Moduli PERC bifacciali a terra con tracker |
| Caso 5 – Eolico | Utility-scale | Turbine da 5-6,5 MW con D=132-175 m |

Caso 1 – Fotovoltaico in autoconsumo residenziale: la configurazione d'impianto

- Per le installazioni **fotovoltaiche residenziali**, si indicano le caratteristiche che può avere un nuovo impianto installato nel quinquennio 2021-2025 o nel quinquennio 2026-2030:



Nuove installazioni
Fotovoltaico da 3 kW

| Ipotesi impianto | 2021-2025 | 2026-2030 |
|--------------------|----------------------------------|----------------------------------|
| Tecnologia | Moduli PERC monofacciali a tetto | Moduli PERC monofacciali a tetto |
| Efficienza modulo | 21,03% | 22,49% |
| W/modulo | 454 W | 486 W |
| Costo per impianto | 5.100 € | 4.650 € |

Caso 1 – Fotovoltaico in autoconsumo residenziale: il contributo al mix

- Un incremento del parco nazionale installato di 1 GW di tale tipologia di impianti comporta una ricaduta in termini di i valori di energia prodotta (da 1,1 a 1,4 TWh) e di emissioni evitate (da 0,4 a 0,52 mln t_{CO₂}/anno) quantificata nel dettaglio come in tabella.
- Il valore degli investimenti (compreso tra 1,55 e 1,7 miliardi di € a seconda del periodo in cui viene effettuato l'investimento) ci porta a calcolare un LCOE medio potenziale lungo la vita utile nell'ordine di 100-110 €/MWh.



Nuove installazioni Fotovoltaico da 3 kW

| Per 1 GW di installazioni | 2021-2025 | | 2026-2030 | |
|---|-----------|-------|-----------|-------|
| | Nord | Sud | Nord | Sud |
| Ore equivalenti | 1.100 | 1.300 | 1.200 | 1.400 |
| Energia prodotta [TWh/anno] | 1,1 | 1,3 | 1,2 | 1,4 |
| Emissioni evitate [mln t _{CO₂} /anno] | 0,40 | 0,48 | 0,44 | 0,52 |
| CAPEX totale | 1,7 mld€ | | 1,55 mld€ | |

Installazioni
necessarie

333.333
impianti

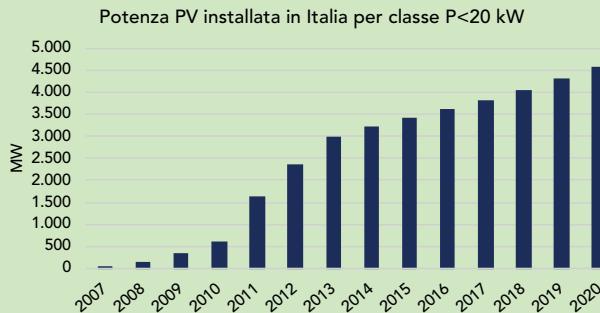
Superficie
necessaria

16 m²/impianto
530 ettari in totale

BOX 1: Il parco fotovoltaico installato in ambito residenziale

- Il parco di impianti fotovoltaici di taglia inferiore a 20 kW è composto da circa 860.000 impianti, per una potenza complessiva pari a circa 4,6 GW, installati in buona parte negli anni 2011-2013 grazie ai conti energia. Le installazioni sono proseguiti anche negli anni successivi grazie alla convenienza dell'**autoconsumo**, supportate, inoltre, dalle **detrazioni fiscali** e dal meccanismo dello **scambio sul posto**.

Distribuzione regionale della capacità fotovoltaica installata



- Il 54% del parco (in termini di capacità) è **installato al Nord** (per un totale di **2,5 GW**), il 26,6% della potenza è installato nelle **regioni del Sud** (per un totale di circa **1,2 GW**) e il restante il 19,4% della capacità è installata nelle **regioni del Centro** (per un totale di **900 MW**).

Caso 2 – Fotovoltaico in autoconsumo commerciale o industriale: la configurazione d'impianto

- Per le installazioni in **autoconsumo commerciale o industriale**, si indicano le caratteristiche che può avere un nuovo impianto installato nel quinquennio 2021-2025 o nel quinquennio 2026-2030:



| Ipotesi impianto | 2021-2025 | 2026-2030 |
|--------------------|----------------------------------|----------------------------------|
| Tecnologia | Moduli PERC monofacciali a tetto | Moduli PERC monofacciali a tetto |
| Efficienza modulo | 21,03% | 22,49% |
| W/modulo | 454 W | 486 W |
| Costo per impianto | 510.000 € | 468.000 € |

Caso 2 – Fotovoltaico in autoconsumo commerciale o industriale: il contributo al mix

- Un incremento del parco nazionale installato di 1 GW di tale tipologia di impianti comporta una ricaduta in termini di i valori di **energia prodotta** (da 1,1 a 1,4 TWh) e di emissioni evitate (da 0,4 a 0,52 mlnCO₂/anno) quantificata nel dettaglio come in tabella.
- Il valore degli investimenti (compreso tra 0,78 e 0,85 miliardi di €, a seconda del periodo in cui viene effettuato l'investimento) ci porta a calcolare un **LCOE** medio potenziale lungo la vita utile nell'ordine di 70-80 €/MWh.



Nuove installazioni
Fotovoltaico da 600 kW

| Per 1 GW di installazioni | 2021-2025 | | 2026-2030 | |
|--|-----------|-------|-----------|-------|
| | Nord | Sud | Nord | Sud |
| Ore equivalenti | 1.100 | 1.300 | 1.200 | 1.400 |
| Energia prodotta [TWh/anno] | 1,1 | 1,3 | 1,2 | 1,4 |
| Emissioni evitate [mlnCO ₂ /anno] | 0,40 | 0,48 | 0,44 | 0,52 |
| CAPEX totale | 0,85 mld€ | | 0,78 mld€ | |

Installazioni
necessarie

1.667
impianti

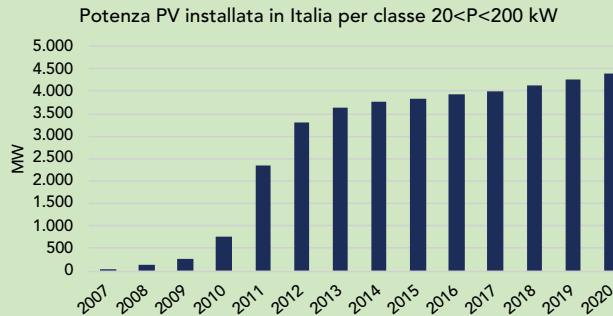
Superficie
necessaria

3.100 m²/impianto
520 ettari in totale

BOX 2: Il parco fotovoltaico installato tra 20 e 200 kW

- Il parco di **impianti fotovoltaici di taglia tra 20 e 200 kW** è composto da circa **63.000 impianti**, per una **potenza complessiva pari a circa 4,4 GW**, installati in buona parte negli anni 2011-2012 grazie ai conti energia. Anche in questo caso le installazioni sono proseguiti anche negli anni successivi grazie all'**autoconsumo** e agli schemi di supporto.

Distribuzione regionale della capacità fotovoltaica installata



- Il **60,1%** del parco (in termini di capacità) è **installato al Nord** (per un totale di **2,7 GW**), il **21,2%** della potenza è installato nelle **regioni del Sud** (per un totale di circa **967 MW**) e il restante il **18,7%** della capacità è installata nelle **regioni del Centro** (per un totale di **852 MW**).

BOX 3: Il parco fotovoltaico installato tra 200 e 1.000 kW

- Il parco di **impianti fotovoltaici di taglia tra 200 e 1.000 kW** è composto da circa **11.800 impianti**, per una **potenza complessiva pari a circa 7,2 GW**, installati in buona parte negli anni 2011-2012. questa classe comprende le installazioni in autoconsumo (proseguite anche negli anni successivi) che piccoli impianti stand alone.

Distribuzione regionale della capacità fotovoltaica installata



- Il **40,1%** del parco (in termini di capacità) è **installato al Nord** (per un totale di **3,07 GW**), il **37,3%** della potenza è installato nelle **regioni del Sud** (per un totale di circa **2,8 GW**) e il restante il **22,6%** della capacità è installata nelle **regioni del Centro** (per un totale di **1,7 GW**).

Caso 3 – Fotovoltaico utility-scale: la configurazione d'impianto

- Per le installazioni di **impianti fotovoltaici utility-scale**, si indicano le caratteristiche che può avere un nuovo impianto installato nel quinquennio 2021-2025 o nel quinquennio 2026-2030:



Nuove installazioni Fotovoltaico da 30 MW

| Ipotesi impianto | 2021-2025 | 2026-2030 |
|--------------------|--|--|
| Tecnologia | Moduli PERC bifacciali a terra con tracker | Moduli PERC bifacciali a terra con tracker |
| Efficienza modulo | 21,03% | 22,49% |
| W/modulo | 454 W | 486 W |
| Costo per impianto | 17,4 M€ | 15,9 M€ |

- Va sottolineato che, seppur non presente in queste analisi in quanto non direttamente collegato alla generazione di nuova energia rinnovabile e di conseguenza al «taglio» delle emissioni, **l'aggiunta di un sistema di storage accoppiato agli impianti di generazione** rappresenta una configurazione impiantistica sempre più attraente per i vantaggi che può generare in termini di **flessibilità dell'impianto, ricavi aggiuntivi** per la fornitura di servizi di rete e **massimizzazione dei ricavi** provenienti dalla vendita di energia.

Caso 3 – Fotovoltaico utility-scale: il contributo al mix

- Un incremento del parco nazionale installato di 1 GW di tale tipologia di impianti comporta una ricaduta in termini di i valori di **energia prodotta (da 1,57 a 2,01 TWh)** e di emissioni evitate (**da 0,58 a 0,74 mlnCO₂/anno**) quantificata nel dettaglio come in tabella.
- Il valore degli investimenti (**compreso tra 0,53 e 0,58 miliardi di €, a seconda del periodo in cui viene effettuato l'investimento**) ci porta a calcolare un **LCOE medio potenziale lungo la vita utile nell'ordine di 40-50 €/MWh**.



Nuove installazioni
Fotovoltaico da 30 MW

| Per 1 GW di installazioni | 2021-2025 | | 2026-2030 | |
|--|-----------|-------|-----------|-------|
| | Nord | Sud | Nord | Sud |
| Ore equivalenti | 1.570 | 1.850 | 1.700 | 2.010 |
| Energia prodotta [TWh/anno] | 1,57 | 1,85 | 1,7 | 2,01 |
| Emissioni evitate [mlnCO ₂ /anno] | 0,58 | 0,68 | 0,62 | 0,74 |
| CAPEX totale | 0,58 mld€ | | 0,53 mld€ | |

Installazioni
necessarie

33
impianti

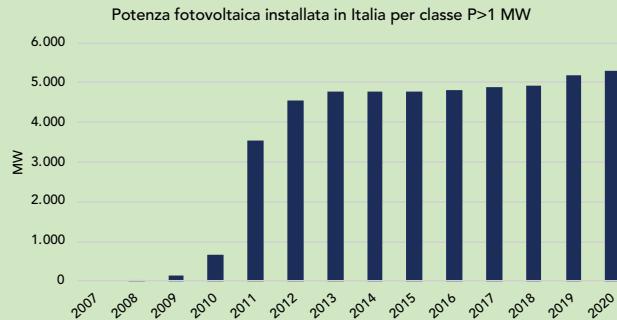
Superficie
necessaria

45 ettari/impianto
1.500 ettari in totale

BOX 4: Il parco fotovoltaico installato > 1 MW

- Il parco di **impianti fotovoltaici di taglia superiore a 1 MW** è composto da circa **1.260 impianti**, per una **potenza complessiva pari a circa 5,3 GW**. Al boom del 2011-2012 sono seguiti anni di scarse installazioni, che tuttavia sono riprese nell'ultimo triennio.

Distribuzione regionale della capacità fotovoltaica installata



- Il **27,8%** del parco (in termini di capacità) è **installato al Nord** (per un totale di **1,3 GW**), il **47,6%** della potenza è installato nelle **regioni del Sud** (per un totale di circa **2,2 GW**) e il restante il **24,6%** della capacità è installata nelle **regioni del Centro** (per un totale di **1,1 GW**).

Caso 4 – Agro-voltaico: la configurazione d'impianto

- In linea con quanto indicato nel PNRR, viene qui proposto l'esempio di un'installazione di un impianto in **assetto di agro-voltaico**, perciò mantenendo e sviluppando la coesistenza dell'attività agricola parallelamente all'attività di produzione di energia.
- Per le installazioni di **impianti fotovoltaici utility-scale**, si indicano le caratteristiche che può avere un nuovo impianto installato nel quinquennio 2021-2025 o nel quinquennio 2026-2030:



| Ipotesi impianto | 2021-2025 | 2026-2030 |
|--------------------|--|--|
| Tecnologia | Moduli PERC bifacciali a terra con tracker | Moduli PERC bifacciali a terra con tracker |
| Efficienza modulo | 21,03% | 22,49% |
| W/modulo | 454 W | 486 W |
| Costo per impianto | 19 mln€ | 17,5 mln€ |

(*) Va sottolineato che tale valore può presentare forti variazioni in base alla configurazione dell'impianto.

Caso 4 – Agro-voltaico: il contributo al mix

- Un incremento del parco nazionale installato di 1 GW di tale tipologia di impianti comporta una ricaduta in termini di i valori di **energia prodotta** (da 1,57 a 2,01 TWh) e di emissioni evitate (da 0,58 a 0,74 mIntCO₂/anno) quantificata nel dettaglio come in tabella.
- Il valore degli investimenti (**compreso tra 0,58 e 0,67 miliardi di €, a seconda del periodo in cui viene effettuato l'investimento**) ci porta a calcolare un **LCOE medio potenziale lungo la vita utile nell'ordine di 45-55 €/MWh**.
- Un impianto fotovoltaico per un progetto di agro-voltaico richiede un maggior distanziamento tra le file di moduli, al fine di permettere la prosecuzione delle attività agricole sullo stesso terreno; ciò implica che il numero di ettari necessari all'installazione di 1 GW di potenza sia superiore a quello necessario nel caso di installazione dei soli moduli fotovoltaici.



| Per 1 GW di installazioni | 2021-2025 | | 2026-2030 | |
|---|-----------|-------|-----------|-------|
| | Nord | Sud | Nord | Sud |
| Ore equivalenti | 1.570 | 1.850 | 1.700 | 2.010 |
| Energia prodotta [TWh/anno] | 1,57 | 1,85 | 1,7 | 2,01 |
| Emissioni evitate [mIntCO ₂ /anno] | 0,58 | 0,68 | 0,62 | 0,74 |
| CAPEX totale | 0,67 mld€ | | 0,58 mld€ | |

Installazioni
necessarie

33
impianti

Superficie
necessaria

60 ettari/impianto
2.000 ettari in totale

Caso 5 – Eolico utility-scale: la configurazione d'impianto

- Per le installazioni di impianti eolici utility-scale, si indicano le caratteristiche che può avere un nuovo impianto installato nel quinquennio 2021-2025 o nel quinquennio 2026-2030:



Nuove installazioni
Eolico da 50 MW

| Ipotesi impianto | 2021-2025 | 2026-2030 |
|-----------------------|-----------|-----------|
| Potenza/turbina | 5 | 6,5 |
| Diametro | 132 | 175 |
| Numero aerogeneratori | 10 | 8 |
| Costo per impianto | 47,5 mln€ | 42 mln€ |

- Va sottolineato che, seppur non presente in queste analisi in quanto non direttamente collegato alla generazione di nuova energia rinnovabile e di conseguenza al «taglio» delle emissioni, **l'aggiunta di un sistema di storage accoppiato agli impianti di generazione** rappresenta una configurazione impiantistica sempre più attraente per i vantaggi che può generare in termini di **flessibilità dell'impianto, ricavi aggiuntivi** per la fornitura di servizi di rete e **massimizzazione dei ricavi** provenienti dalla vendita di energia.

Caso 5 – Elico utility-scale: il contributo al mix

- Un incremento del parco nazionale installato di 1 GW di tale tipologia di impianti comporta una ricaduta in termini di i valori di **energia prodotta (da 2,53 a 2,6 TWh)** e di emissioni evitate (**da 0,93 a 0,95 mIntCO₂/anno**) quantificata nel dettaglio come in tabella.
- Il valore degli investimenti (**compreso tra 0,84 e 0,95 miliardi di €, a seconda del periodo in cui viene effettuato l'investimento**) ci porta a calcolare un **LCOE medio potenziale lungo la vita utile nell'ordine di 40-50 €/MWh**.
- Con riferimento alla superficie necessaria, va tuttavia sottolineato come questo tipo di installazioni non compromettono l'utilizzo del suolo per altro tipo di attività tra le turbine.



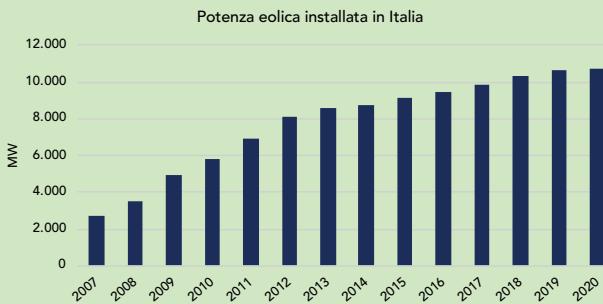
Nuove installazioni Elico da 50 MW

| Per 1 GW di installazioni | 2021-2025 | 2026-2030 |
|---|-----------|-----------|
| Ore equivalenti | 2.530 | 2.600 |
| Energia prodotta [TWh/anno] | 2,53 | 2,6 |
| Emissioni evitate [mIntCO ₂ /anno] | 0,93 | 0,95 |
| CAPEX totale | 0,95 mld€ | 0,84 mld€ |

Installazioni necessarie 20 impianti Superficie necessaria 320 ettari/impianto
6.400 ettari in totale

BOX 5: Il parco eolico installato

- A differenza del fotovoltaico, le installazioni di impianti eolici sono partite in modo consistente già **dal 2007**, proseguendo poi negli anni con un **incremento pressoché costante** dal 2012 in avanti.



Distribuzione regionale della capacità eolica installata



- Dei **10,5 GW** di capacità installati **in Italia** (quota comprensiva solo degli impianti di taglia maggiore di 1 MW), **9,8 GW** sono installati al **Sud** (di cui oltre **2,5 GW** in **Puglia** e quasi 2 GW in Sicilia), per effetto della disponibilità della fonte.

Indice capitolo

Investimenti green field

Interventi di revamping

La visione d'assieme

Le ipotesi di base per gli impianti soggetti a revamping

- L'avanzamento tecnologico analizzato nel Capitolo 2 può essere sfruttato anche per ammodernare il parco installato, dotato di tecnologie nella maggior parte dei casi risalenti a più di dieci anni fa e in alcuni casi sotto-performanti anche rispetto alle loro potenzialità.
- **Per l'analisi dei casi di revamping degli impianti esistenti, si ipotizza vengano sostituiti impianti entrati in esercizio nel 2012, le cui caratteristiche tecniche sono riportate nella tabella seguente:**



| Casi analizzati | Ambito | Caratteristiche – 2012 |
|-----------------|---------------------------|--|
| Caso 6 – solare | Industriale o commerciale | Moduli BSF multicristallini monofacciali a tetto |
| Caso 7 – solare | Utility-scale | Moduli BSF multicristallini monofacciali a terra senza tracker |
| Caso 8 – eolico | Utility-scale | Turbine da 850 kW con D=58 m |

Caso 6 – Fotovoltaico in autoconsumo commerciale o industriale: la configurazione d'impianto

- Per le **installazioni in autoconsumo commerciale o industriale**, si indicano le caratteristiche che può avere un nuovo impianto installato nel quinquennio 2021-2025, in comparazione con le caratteristiche tecniche dell'impianto che vanno a sostituire, ipotizzando sia entrato in esercizio nel 2012:



| Ipotesi impianto | 2012 | 2021-2025 |
|---------------------|--|----------------------------------|
| Tecnologia | Moduli BSF multicristallini monofacciali a tetto | Moduli PERC monofacciali a tetto |
| Efficienza modulo | 14,0% | 21,03% |
| W/modulo | 230 W | 454 W |
| Costo per impianto* | | 410.000 € |

- Viene presentato il caso di revamping di un impianto da 600 kW, in cui i moduli entrati in esercizio nel 2012 vengono sostituiti con nuovi moduli, al fine di ottenere un **nuovo impianto con potenza totale invariata ma caratteristiche tecniche migliori**.

(*)Tale valore può presentare variazioni in base alla possibilità di riutilizzare componenti dell'impianto preesistente, come ad esempio le strutture di sostegno dei moduli.

Caso 6 – Fotovoltaico in autoconsumo commerciale o industriale: il contributo al mix

- Ipotizzando di intervenire su di 1 GW di potenza installata, si ottengono i valori incrementali di energia prodotta (tra 0,14 e 0,16 TWh/anno) e di emissioni evitate riportati in tabella. L'investimento necessario, per sostenere il revamping di quasi 1.700 impianti, è stimato nell'ordine dei 680 milioni di €.



Revamping
Fotovoltaico da 600 kW

| Per 1 GW di installazioni | Impianto attuale | | Post revamping | | Variazione | |
|--|------------------|-------|----------------|-------|------------|-------|
| | Nord | Sud | Nord | Sud | Nord | Sud |
| Superficie necessaria [m ²] | 4.563 | | 3.140 | | -1.423 | |
| Ore equivalenti | 964 | 1.136 | 1.100 | 1.300 | +136 | +164 |
| Energia prodotta [TWh/anno] | 0,96 | 1,14 | 1,1 | 1,3 | +0,14 | +0,16 |
| Emissioni evitate [m ³ ntCO ₂ /anno] | 0,35 | 0,42 | 0,40 | 0,48 | +0,05 | +0,06 |
| CAPEX totale | | | 0,68 mld€ | | | |

Numero di
interventi necessari

1.667 impianti

Caso 7 – Fotovoltaico utility-scale: la configurazione d'impianto

- Per le installazioni di **impianti fotovoltaici utility-scale**, si indicano le caratteristiche che può avere un nuovo impianto installato nel quinquennio 2021-2025, in comparazione con le caratteristiche tecniche dell'impianto che vanno a sostituire, ipotizzando sia entrato in esercizio nel 2012:



Revamping
Fotovoltaico da 5 MW

| Ipotesi impianto | 2012 | 2021-2025 |
|---------------------|--|--|
| Tecnologia | Moduli BSF multicristallini monofacciali a terra senza tracker | Moduli PERC bifacciali a terra con o senza tracker |
| Efficienza modulo | 14,0% | 21,03% |
| W/modulo | 230 W | 454 W |
| Costo per impianto* | | 2,5 – 3,0 M€ |

- Viene presentato il caso di revamping di un impianto da 5 MW, i cui moduli entrati in esercizio nel 2012 e montati su strutture fisse vengono sostituiti con **nuovi moduli bifacciali** mantenendo la struttura fissa o prevedendo l'aggiunta di sistemi di tracker. Al fine di ottenere un confronto tra l'energia prodotta e le emissioni evitate per 1 GW di installato, si considera di ottenere un **nuovo impianto con potenza totale invariata**. Dato che un intervento di questo genere porta alla riduzione del numero di moduli, gli interventi sugli impianti esistenti **sono spesso rappresentati da un repowering** al fine di sfruttare a pieno le potenzialità del sito, ottenendo un **forte incremento dell'energia prodotta rispetto al caso pre-intervento** (si veda box successivo).

(*) Tale valore può presentare variazioni in base alla possibilità di riutilizzare componenti dell'impianto preesistente, come ad esempio le strutture di sostegno dei moduli.

Caso 7 – Fotovoltaico utility-scale: il contributo al mix

- Ipotizzando di intervenire su di 1 GW di potenza installata, si ottengono i valori incrementali di energia prodotta (tra 0,25 e 0,71 TWh/anno) e di emissioni evitate riportati in tabella. L'investimento necessario, per sostenere il revamping di circa 200 impianti, è stimato tra 0,5 e 0,6 miliardi di €.



| Per 1 GW di installazioni | Impianto attuale | | Post revamping - Fisso | | Post revamping - tracker | | Variazione | |
|--|------------------|-------|------------------------|-------|--------------------------|-------|---------------|--------------|
| | Nord | Sud | Nord | Sud | Nord | Sud | Nord | Sud |
| Superficie necessaria [m ²] | 10 | | 7 | | 8 | | - 2 / - 3 | |
| Ore equivalenti | 964 | 1.140 | 1.210 | 1.430 | 1.570 | 1.850 | +250 / 610 | +290 / 710 |
| Energia prodotta [TWh/anno] | 0,96 | 1,14 | 1,21 | 1,43 | 1,57 | 1,85 | +0,25 / 0,61 | +0,29 / 0,71 |
| Emissioni evitate [m ³ ntCO ₂ /anno] | 0,35 | 0,42 | 0,44 | 0,52 | 0,58 | 0,68 | + 0,09 / 0,23 | + 0,1 / 0,26 |
| CAPEX totale | | | 0,5 mld€ | | 0,6 mld€ | | | |

Numero di
interventi necessari
200 impianti

Caso 8 – Eolico utility-scale: la configurazione d'impianto

- Per le installazioni di **impianti eolici utility-scale**, si indicano le caratteristiche che può avere un nuovo impianto installato nel quinquennio 2021-2025, in comparazione con le caratteristiche tecniche dell'impianto che vanno a sostituire, ipotizzando sia entrato in esercizio nel 2012:



| Ipotesi impianto | 2012 | 2021-2025 |
|-----------------------|--------|-----------|
| Potenza/turbina | 850 kW | 5 MW |
| Diametro | 58 m | 132 m |
| Numero aerogeneratori | 24 | 4 |
| Costo per impianto* | | 18 mln€ |

- Viene presentato il caso di revamping di un impianto da 20 MW, i cui aerogeneratori entrati in esercizio nel 2012 vengono sostituiti con nuovi aerogeneratori con **caratteristiche tecniche migliori**. Al fine di ottenere un confronto tra l'energia prodotta e le emissioni evitate per 1 GW di installato, si considera di ottenere un **nuovo parco con potenza totale invariata**. Dato che un intervento di questo genere porta alla riduzione del numero di aerogeneratori di circa un quinto, gli interventi sugli impianti esistenti sono **spesso rappresentati da un repowering**, al fine di sfruttare a pieno le potenzialità del sito, ottenendo un **forte incremento dell'energia prodotta rispetto al caso pre-intervento** (si veda box successivo).

(*)Tale valore può presentare variazioni in base alla possibilità di riutilizzare componenti dell'impianto preesistente, come ad esempio le strutture di sostegno dei moduli.

Caso 8 – Elico utility-scale: il contributo al mix

- Ipotizzando di intervenire su di 1 GW di potenza installata, si ottengono i valori incrementali di energia prodotta (nell'ordine di 0,30 TWh/anno) e di emissioni evitate riportati in tabella. L'investimento necessario, per sostenere il *revamping* di 50 impianti, è stimato nell'ordine dei 900 milioni di €.



Revamping
Eolico da 20 MW

| Per 1 GW di installazioni | Impianto attuale | Post revamping | Variazione |
|---|------------------|----------------|------------|
| Superficie necessaria per impianto [ettari] | 170 | 145 | -25 |
| Ore equivalenti | 2.200 | 2.530 | +330 |
| Energia prodotta [TWh/anno] | 2,2 | 2,53 | +0,33 |
| Emissioni evitate [mIntCO ₂ /anno] | 0,81 | 0,93 | +0,12 |
| CAPEX totale | | 0,9 mld€ | |

Numero di
interventi necessari
50 impianti

Indice capitolo

Investimenti green field

Interventi di revamping

La visione d'assieme

Il contributo al mix degli impianti green field

- In questa slide sono riassunti sinteticamente i risultati derivanti dall'analisi svolta per gli impianti green field, nell'ipotesi di incremento di 1 GW di potenza installata per ciascuna tipologia.

| |  |  |  |  |  |
|--|---|---|---|---|---|
| Installazioni necessarie per ottenere 1 GW | 333.333 | 1.667 | 33 | 33 | 20 |
| Costo totale | 1,7 mld€ | 0,85 mld€ | 0,58 mld€ | 0,67 mld€ | 0,95 mld€ |
| Emissioni evitate | 0,44 mln_tCO ₂ anno | 0,44 mln_tCO ₂ anno | 0,63 mln_tCO ₂ anno | 0,63 mln_tCO ₂ anno | 0,93 mln_tCO ₂ anno |
| Energia prodotta | 1,2 TWh/anno | 1,2 TWh/anno | 1,7 TWh/anno | 1,7 TWh/anno | 2,5 TWh/anno |
| LCOE medio | 100-110 €/MWh | 70-80 €/MWh | 40-50 €/MWh | 45-55 €/MWh | 40-50 €/MWh |

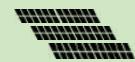
Il contributo al mix degli impianti soggetti a revamping

- In questa slide sono riassunti sinteticamente i risultati derivanti dall'analisi svolta per gli impianti soggetti a revamping sempre nell'ipotesi di intervenire su 1 GW di potenza installata per le diverse tipologie.

| | | | |
|---|---|---|------------------------------------|
|  |  |  | |
| Numero di interventi | 1.667 | 200 | 50 |
| Costo totale | 0,68 mld€ | 0,55 mld€ | 0,9 mld€ |
| Δ Emissioni evitate | +0,05 mln_tCO ₂ anno | +0,2 mln_tCO ₂ anno | +0,12 mln_tCO ₂ anno |
| Δ Energia prodotta | +0,15 TWh/anno | +0,27 / 0,66 TWh/anno | +0,33 TWh/anno |

BOX 6: Il contributo al mix degli impianti soggetti a repowering

- Come anticipato, gli interventi su impianti esistenti ricadono spesso sotto la definizione di **repowering**, in quanto grazie all'avanzamento tecnologico si riesce ad **installare una potenza maggiore** (rispetto a quella dell'impianto preesistente) **nella medesima area**.



200 impianti da 5 MW ciascuno, con moduli monofacciali da 230 W su strutture fisse

200 impianti da 6,7 MW ciascuno, con moduli bifacciali da 450 W con tracker

Numero di interventi

200

Costo totale

0,75 mld€

Δ Emissioni evitate

+0,4/0,5
mln_tCO₂ anno

Δ Energia prodotta

+1,13 / 1,34
TWh/anno



50 impianti da 20 MW ciascuno, composti da 24 turbine da 850 kW

50 impianti da 35 MW ciascuno, composti da 7 turbine da 5 MW

Numero di interventi

50

Costo totale

1,6 mld€

Δ Emissioni evitate

+0,82
mln_tCO₂ anno

Δ Energia prodotta

+2,2
TWh/anno

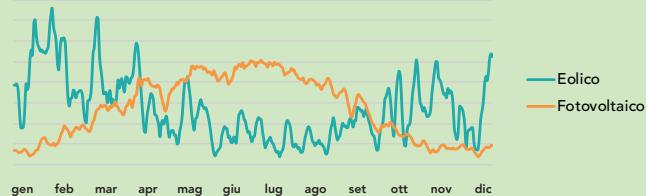
Il contributo al mix: la vista d'assieme

- Appare di tutta evidenza che **non esista una soluzione dominante sulle altre**, non solo perché – come è evidente – bisogna tenere conto delle effettive **potenzialità del sito** (in termini di **ventosità o irraggiamento**), ma anche e soprattutto perché **diversi e complementari possono essere gli obiettivi di efficacia delle installazioni**.
- È possibile dare più rilevanza alle **installazioni che hanno maggiori ricadute territoriali**, in termini di **numerosità di impianti** (e quindi di squadre di installazione sul territorio) e/o di **sfruttamento di superfici già esistenti**.
- È possibile dare più rilevanza alle **installazioni che garantiscono lo sfruttamento delle aree già infrastrutturate e che non prevedano il consumo di nuovo suolo** (come nel caso del *revamping e repowering*) e/o **che si collegano ad unità di consumo significative** (e quindi possono essere sfruttate anche in ottica di flessibilità).
- È possibile dare più rilevanza alla **riduzione di emissioni o alla efficacia di generazione elettrica**, puntando sulla dimensione degli impianti e sulla loro collocazione «ideale» in termini di sfruttamento della risorsa (sole o vento).

BOX 7: La complementarietà tra eolico e fotovoltaico

- Il grafico mostra l'andamento tipico dei **profili di produzione di un impianto eolico e di un impianto fotovoltaico a confronto**. Seppur variabili in funzione del sito (con particolare riferimento all'eolico più che al fotovoltaico) la disponibilità di queste due fonti presenta una interessante **complementarietà stagionale**, che vede il fotovoltaico avere la maggior parte della sua **produzione concentrata nel periodo estivo** mentre l'eolico **concentrata nei mesi invernali**.

Confronto tra il profilo stagionale di generazione



- Risultati molto simili si ottengono confrontando i **profili di generazione giornalieri** di queste due tipologie di impianti: il fotovoltaico è chiaramente assente di notte e con la tipica forma «a campana» nelle ore diurne, mentre l'eolico presenta spesso una **buona produzione notturna** o in corrispondenza dell'**alba e del tramonto** (laddove si sfruttano **correnti termiche**, frequenti per l'orografia italiana) per poi calare durante le ore centrali della giornata.
- L'evoluzione del parco di generazione dovrà tenere necessariamente conto di questi aspetti, per non sbilanciare verso una o l'altra fonte la considerevole quantità di energia necessaria per la decarbonizzazione del sistema elettrico, che altrimenti genererebbe un surplus nel periodo estivo (e nelle ore centrali della giornata) e un deficit nel periodo invernale (e nelle ore a basso irraggiamento).

Il contributo al mix: la vista d'assieme

- La chiave da ricercare risiede nella **complementarietà delle soluzioni**, non soltanto con il giusto mix di impianti di generazione ma anche, e soprattutto, con il giusto mix di provvedimenti normativi e regolatori di supporto.
- A questi provvedimenti sono dedicate le slide che seguono, e che – come accaduto al termine del capitolo precedente – raccolgono gli stimoli raccolti durante la nostra indagine empirica.
- **Rispetto a quanto visto nel capitolo precedente, dove si sono definite le priorità «di alto livello» auspicate dell'agenda politica, in questo capitolo si identificano una serie di ostacoli, e provvedimenti auspicati al fine di rimuoverli, che rappresentano la condizione indispensabile per ottenere un mix efficiente di rinnovabili nel nostro Paese.**
- Anzi, sarà proprio da questa riflessione (unita a quella del capitolo precedente) che partiremo per definire gli scenari futuri che ci attendono, nell'ultimo capitolo del Rapporto.

Il quadro dei provvedimenti normativi per le rinnovabili in Italia Green field



| | Impianti residenziali | Impianti per Comunità Energetiche e autoconsumatori collettivi FER |
|-------------------------------------|---|---|
| Strumenti di supporto attivi | <ul style="list-style-type: none">• Detrazione fiscale• Scambio sul posto• Superbonus | <ul style="list-style-type: none">• Detrazione fiscale• Incentivo per le Energy Community• Superbonus |
| Misure previste dal PNRR | - | 2,2 mld€ |
| Principali ostacoli alla diffusione | - | Limite sulla cabina MT/BT |
| Misure aggiuntive auspicabili | Gli strumenti attivi risultano sufficienti, ma appare indispensabile la loro conferma anche nel futuro. | Gli strumenti attivi risultano sufficienti per lo sviluppo di tali configurazioni e una rimozione del limite sulla cabina MT/BT potrebbe incrementare notevolmente il potenziale. |

Il quadro dei provvedimenti normativi per le rinnovabili in Italia

Green field



| | Impianti C&I in autoconsumo | Impianti agro-voltaici |
|-------------------------------------|--|---|
| Strumenti di supporto attivi | <ul style="list-style-type: none">• Detrazione fiscale• Scambio sul posto• Registri del decreto FER 1 | - |
| Misure previste dal PNRR | 1,5 mld€* | 1,1 mld€ |
| Principali ostacoli alla diffusione | - | L'assenza di track record non permette di avere certezze sulla maggiore probabilità di ottenimento dell'autorizzazione rispetto agli impianti PV tradizionali. |
| Misure aggiuntive auspicabili | Laddove applicabili, gli strumenti attivi risultano sufficienti uniti agli effetti dell'autoconsumo. Per taglie maggiori il solo autoconsumo è sufficiente a rendere sostenibile l'investimento. | <ul style="list-style-type: none">• Introduzione di definizioni e regole tecniche per regolare l'accesso ad eventuali forme di sostegno introdotte in attuazione al PNRR• Emanazione di un programma di aste pluriennali• Supporto allo sviluppo di un mercato maturo dei corporate PPA |

(*)per impianti su tetti di edifici ad uso produttivo nei settori agricolo, zootecnico e agroindustriale.

Il quadro dei provvedimenti normativi per le rinnovabili in Italia Green field



| | Impianti fotovoltaici utility scale | Impianti eolici utility scale |
|-------------------------------------|--|--|
| Strumenti di supporto attivi | | <ul style="list-style-type: none">• Aste del decreto FER 1* |
| Misure previste dal PNRR | | Non sono previste misure dirette ma la semplificazione per l'ottenimento del titolo autorizzativo e l'individuazione di aree idonee. |
| Principali ostacoli alla diffusione | | <ul style="list-style-type: none">• Ottenimento dell'autorizzazione• Rischio di investimento per l'incertezza sui ricavi futuri per impianti in market parity<ul style="list-style-type: none">• Assenza di un programma di aste per gli anni successivi al 2021• Per impianti fotovoltaici: impossibilità di accesso alle aste per impianti su suolo agricolo |
| Misure aggiuntive auspicabili | | <ul style="list-style-type: none">• Emanazione di un programma di nuove aste pluriennali• Supporto allo sviluppo di un mercato maturo dei corporate PPA, anche con misure di sostegno pubblico e/o benefici fiscali<ul style="list-style-type: none">• Strumenti di promozione delle installazioni in aree già infrastrutturate |

(*)non applicabile a progetti fotovoltaici su aree agricole

Il quadro dei provvedimenti normativi per le rinnovabili in Italia

Revamping e repowering



| | Impianti C&I in autoconsumo | Impianti fotovoltaici utility scale | Impianti eolici utility scale |
|-------------------------------------|--|---|--|
| Strumenti di supporto attivi | <ul style="list-style-type: none">Riconoscimento degli eventuali incentivi già in essere | | <ul style="list-style-type: none">Aste del decreto FER 1 |
| | | <ul style="list-style-type: none">Riconoscimento degli eventuali incentivi già in essere | |
| Misure previste dal PNRR | - | Non sono previste misure dirette ma la semplificazione per l'ottenimento del titolo autorizzativo | |
| Principali ostacoli alla diffusione | - | <ul style="list-style-type: none">• Ottenimento dell'autorizzazione• Assenza di un programma di aste per gli anni successivi al 2021• Incertezza sull'incentivazione dei moduli fotovoltaici bifacciali | |
| Misure aggiuntive auspicabili | Laddove applicabili, gli strumenti attivi risultano sufficienti uniti agli effetti dell'autoconsumo | <ul style="list-style-type: none">• Possibilità di accesso a meccanismi competitivi (come aste e registri) per l'eventuale potenza aggiuntiva derivante da repowering di impianti non giunti a termine incentivo• Emanazione di un programma di nuove aste pluriennali per gli impianti soggetti a repowering e giunti a fine incentivo• Recepimento delle tempistiche autorizzative previste dalla Direttiva RED II• Estensione delle semplificazioni introdotte dal DL Semplificazioni alle opere di rete connesse al revamping/repowering | |



POLITECNICO
MILANO 1863
SCHOOL OF MANAGEMENT



Gli scenari futuri per le rinnovabili in Italia 5

Partner



Sponsor



Con il patrocinio di



Obiettivo del capitolo

- Gli **obiettivi** del presente capitolo sono i seguenti:
 - Valutare quali risultati si otterrebbero con un **andamento tendenziale** delle installazioni in linea con quanto osservato negli ultimi anni;
 - Determinare una **crescita auspicabile delle installazioni** coerente con il raggiungimento degli **obiettivi nazionali di decarbonizzazione di medio-lungo termine** e verificare **quali siano le azioni intraprese o da intraprendere per ottenerla**.

Il punto di partenza

- Ripercorrendo i risultati delle analisi svolte nei precedenti capitoli del Report si possono individuare diverse evidenze rilevanti per uno sviluppo strutturato del settore delle rinnovabili in Italia:
- **Le installazioni complessive nel 2020 si sono complessivamente ridotte rispetto al 2019.** E' evidente come ci sia stato un ulteriore effetto di rallentamento dovuto alla pandemia da Covid-19, tuttavia **il quadro delle rinnovabili in Italia era già «critico»** e per ragioni che hanno radici più profonde e radicate.
- **La principale ragione è nelle difficoltà di ottenimento** del titolo autorizzativo, di cui sono chiara dimostrazione gli esiti delle aste del Decreto FER 1. **A questa si sono aggiunte – ed anche qui indipendentemente dalla pandemia – le limitazioni all'utilizzo del suolo** (con il conseguente dibattito circa la opportunità di identificare aree «idonee» o «non idonee» alle installazioni) **e la difficoltà di programmazione a livello Regionale**, venuto meno il principio del burden sharing e la sua possibilità di indirizzo delle azioni a livello locale.
- **Si sono fatti dei passi avanti, nella evoluzione normativa, ma non sufficientemente coraggiosi sui fronti sopra identificati.** Allo stesso modo, **il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza** fornisce uno **stimolo puntuale per alcuni ambiti di applicazione** (peraltro limitati) e non va oltre il riconoscere l'urgenza di una azione risolutiva sull'ottenimento delle autorizzazioni.

Il punto di partenza

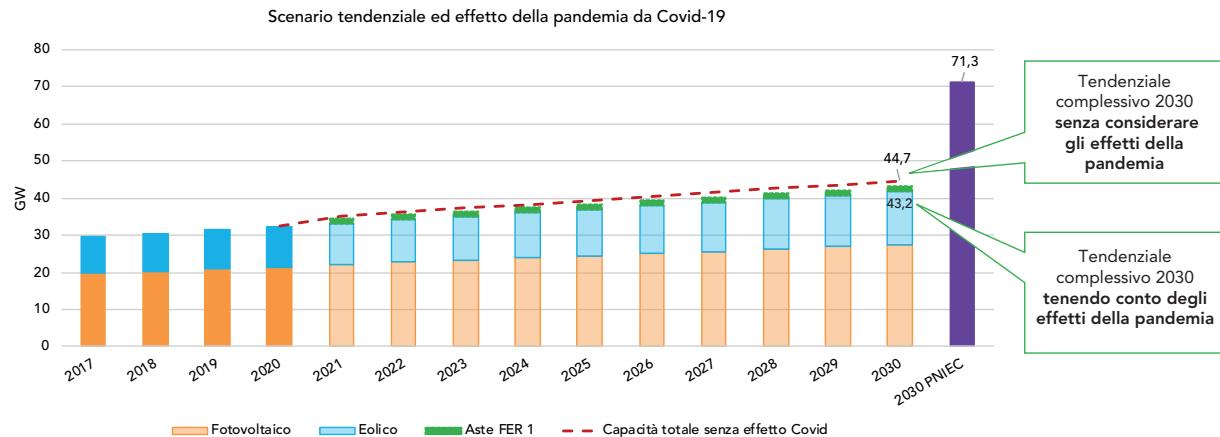
- Dall'altro lato, **l'avanzamento tecnologico** prosegue nel rendere disponibili componenti ad **elevate prestazioni ad un costo via via decrescente** e i già ambiziosi obiettivi al 2030 saranno necessariamente **rilanciati** e adeguati alla necessità di raggiungere una **completa decarbonizzazione al 2050**, ottenibile solo tramite lo sfruttamento delle diverse fonti rinnovabili e con investimenti nei diversi ambiti di applicazione (con riferimento, inoltre, sia agli investimenti in nuovi impianti che a quelli riguardanti gli impianti esistenti).

Lo scenario «tendenziale»

- Come ampiamente descritto nei capitoli precedenti, **la proiezione dell'attuale tasso di installazione porterebbe a risultati del tutto insoddisfacenti sul medio periodo**, rendendo impossibile il raggiungimento degli obiettivi al 2030. Concentrandoci su fotovoltaico ed eolico e prendendo come riferimento le installazioni **dell'ultimo triennio**, infatti, si raggiungerebbe un parco installato al **2030** di circa **41,7 GW**, di cui 27,5 GW di fotovoltaico e 14,2 GW di eolico.
- **Il quadro non cambia significativamente se si aggiunge l'impatto** – considerandolo comunque additivo – dell'entrata in esercizio degli impianti che hanno partecipato con successo alle aste del Decreto FER-1. **Se si considera anche questo contributo, l'effetto complessivo atteso al 2030 è di raggiungere un installato complessivo da rinnovabili di 43,2 GW, solo il 61% dell'obiettivo PNIEC.**
- L'effetto di rallentamento causato dalla pandemia c'è stato, ma – come mostra il grafico successivo – è quantificabile in poco più di 1,5 GW di potenza installata al 2030. Anche ipotizzando di eliminarne l'effetto, lo scenario tendenziale darebbe risultati solo leggermente migliori, **ma comunque lontani dagli obiettivi**. La riduzione delle installazioni per effetto del Covid pesa per 2 punti percentuali sull'obiettivo PNIEC al 2030, **rilevante ma non certo determinante rispetto agli altri temi evidenziati**.

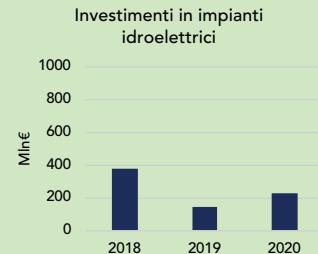
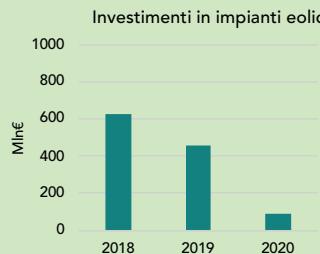
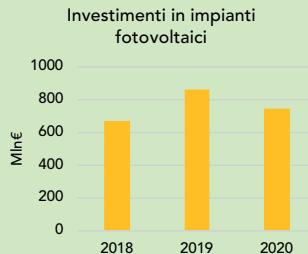
Lo scenario «tendenziale»

- Nel grafico sono mostrati **gli scenari tendenziali al 2030 dell'installazione di impianti fotovoltaici ed eolici** tenendo conto del rallentamento generato dalla pandemia da Covid-19 e nel caso in cui questa non si fosse verificata, **messi a confronto con l'obiettivo al 2030** fissato dal PNIEC.



Box 1: Gli investimenti nelle rinnovabili in Italia

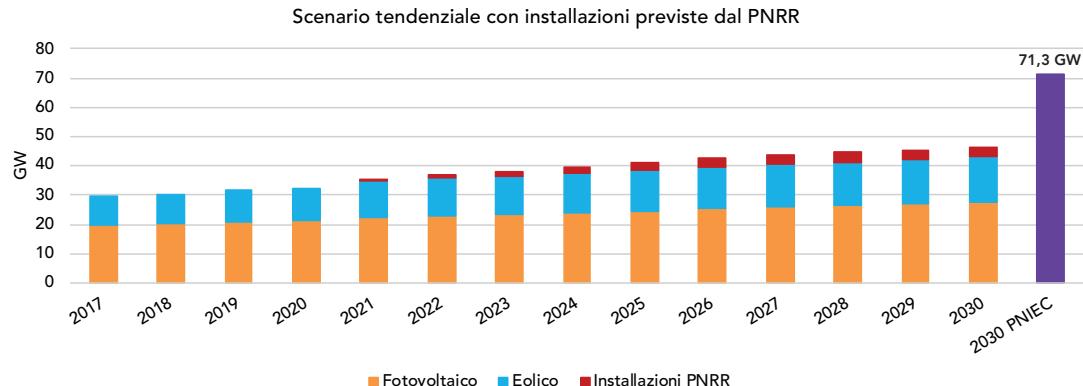
- Nel corso dell'ultimo triennio, in Italia, sono stati investiti circa **4 miliardi di euro in impianti fotovoltaici, eolici ed idroelettrici**:



- I **valori totali degli investimenti anno per anno** hanno segnato quindi il seguente andamento:
 - 1.667 mln€ nel 2018;
 - 1.463 mln€ nel 2019;
 - 1.057 mln€ nel 2020.
- L'investimento necessario** per raggiungere gli obiettivi fissati dal PNIEC al 2030 per queste tre fonti si può stimare in circa 40 mld€, richiedendo quindi una media annuale di 4 mld€, cioè **il triplo della media degli ultimi tre anni**.

Lo scenario «tendenziale» con l'impatto del PNRR

- Il **PNRR**, come visto nel Capitolo 3, **prevede alcune aree di investimento specifiche (agro-voltaico, Comunità Energetiche e impianti innovativi)** che potranno senz'altro dare un contributo, incrementando la quota attesa al 2030 e generando un possibile effetto «volano».
- Anche volendo prendere in esame questo contributo, tuttavia, non si andrebbe al 2030 oltre i 3,24 GW complessivamente installati, ossia attestandosi comunque attorno all'8% dell'obiettivo PNIEC ancora da conseguire. Se preso quindi per la sola componente investimenti è evidente che il PNRR da solo non è in grado di imprimere l'accelerazione necessaria al comparto delle rinnovabili.

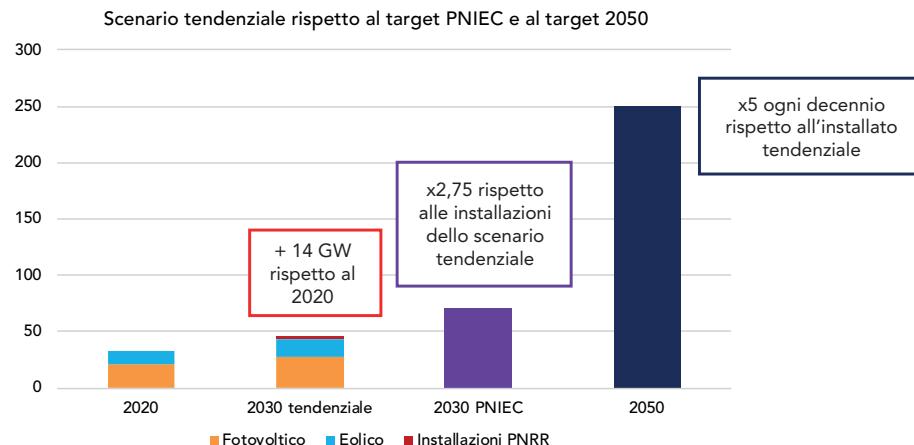


Lo scenario «tendenziale» con l'impatto del PNRR ... e gli obiettivi al 2050

- In accordo al Green Deal europeo e all'obiettivo di completa decarbonizzazione, sarebbe necessario per l'Italia (prendendo a riferimento gli scenari contenuti nella "Long term strategy"), soddisfare un fabbisogno di 650 TWh con generazione rinnovabile al 95-100%, con un ruolo preponderante di fotovoltaico (circa 200 GW) ed eolico (circa 50 GW).
- Una tale **elettrificazione dei consumi** rende difficile stimare, ad oggi, come potrà presentarsi il **profilo della domanda di energia elettrica** (in termini di **andamento orario e di andamento stagionale**, che potrebbe risultare notevolmente diversa rispetto ad oggi per effetto, per citarne alcuni, di importanti fattori come **un uso diffuso del vettore elettrico per i riscaldamenti domestici, per i trasporti, per i fabbisogni termici nel settore industriale**).
- Se si prende questa prospettiva la **distanza da compiere sembra ancora più proibitiva**. E tuttavia appare un percorso ineludibile, se si vuole immaginare un futuro decarbonizzato, in coerenza peraltro con le azioni intraprese a livello europeo.

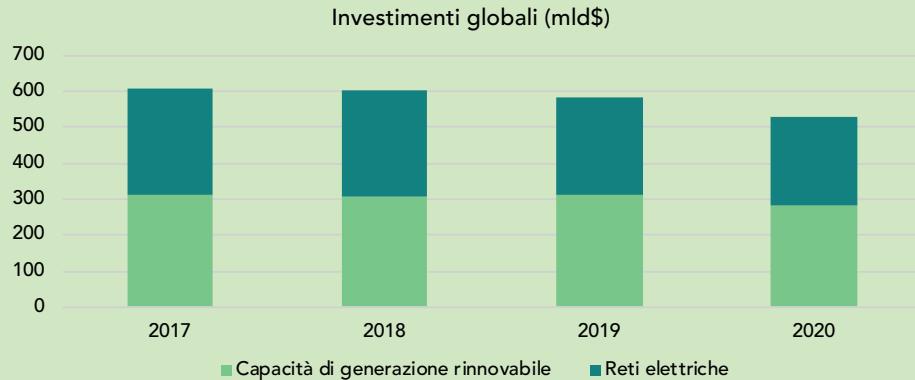
Lo scenario «tendenziale» con l'impatto del PNRR ... e gli obiettivi al 2050

- Il grafico mostra i **gap da colmare, rispetto allo scenario tendenziale al 2030**, al fine di raggiungere gli obiettivi fissati dal PNIEC (71,3 GW installati di fotovoltaico ed eolico al 2030) e dalla Long Term Strategy (circa 250 GW installati al 2050).
- L'obiettivo PNIEC al 2030 può essere raggiunto quasi **triplicando il tasso attuale di installazione**, mentre se volessimo raggiungere l'obiettivo al 2050 le installazioni del decennio 2020-2030 dello scenario tendenziale (14 GW) dovrebbero essere **quintuplicate per i tre decenni che separano il 2020 dal 2050**, installando quindi circa **70 GW per ogni decennio** invece che 14 GW.



Box 2: Lo sviluppo della rete elettrica

- Oltre all'evoluzione del parco di generazione, altrettanto importante sarà lo **sviluppo delle reti di trasmissione e distribuzione dell'energia**.
- Il grafico riporta un **confronto tra gli investimenti globali in generazione rinnovabile e nelle reti elettriche**, che presentano valori senz'altro paragonabili:



- Risulta evidente come gli investimenti nelle reti siano **tutt'altro che secondari rispetto a quelli nella capacità di generazione** per una auspicabile transizione del sistema, avendo raggiunto nell'ultimo quadriennio **investimenti per oltre 1.200 mld\$** rispetto ai 1.100 mld\$ dedicati allo sviluppo della generazione rinnovabili **su scala globale**.

fonte: IEA

5. Gli scenari futuri per le rinnovabili in Italia

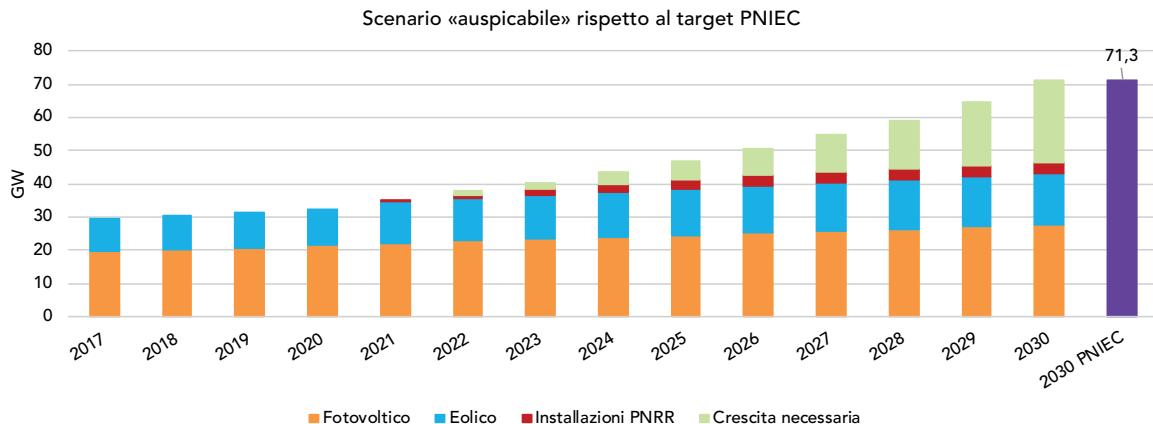
- Lo **sviluppo della rete** sarà influenzato dalla **disposizione geografica del parco di generazione** rispetto ai centri di consumo, e una sua pianificazione richiederebbe una precedente **pianificazione dell'evoluzione del parco** stesso, che ad oggi manca. Se lasciata libera, infatti, la scelta degli operatori ricadrebbe nella maggior parte dei casi sulla costruzione di impianti nelle regioni del Sud (scelta dettata dalla maggiore disponibilità della fonte fotovoltaica rispetto alle regioni del Nord e alquanto obbligata per quanto riguarda gli impianti eolici) con i conseguenti benefici sulla riduzione del LCOE degli impianti.
- Che si affermi un *burden-sharing* regionale o una disposizione degli impianti in funzione della disponibilità della fonte, va tenuto conto che, ad oggi, anche per gli **interventi sulla rete il tema autorizzativo** gioca un ruolo centrale, con le medesime esigenze di **semplificazione e armonizzazione** delle normative regionali (spesso lo sviluppo di una nuova linea valica i confini regionali scontrandosi con normative tra loro diverse) e di certezza nei tempi necessari. Non mancano infatti casi in cui **l'ottenimento dell'autorizzazione alla costruzione di una nuova linea richieda diversi anni**.
- Considerando, oltre ai tempi di ottenimento dell'autorizzazione, quelli necessari per **l'effettiva costruzione o potenziamento delle linee**, sarebbe quindi opportuno avere una **visibilità di medio-lungo termine sull'evoluzione del parco** per fare in modo che lo sviluppo della rete supporti nel migliore dei modi la decarbonizzazione del sistema elettrico quando mancano, ormai, meno di dieci anni alla «scadenza» del 2030 e, più in generale, per la *carbon neutrality* al 2050.

Lo scenario «auspicabile»

- Pur non essendo previsti sostegni «diretti», va tuttavia considerato che il PNRR preveda una **azione legislativa che permetta di raggiungere tassi di rilascio delle autorizzazioni ben superiori a quelli attuali**. Inoltre, col passare dei mesi pare sempre più evidente che la transizione ecologica nel suo complesso stia scalando la classifica delle priorità e stia assumendo definitivamente un ruolo centrale **nell'agenda politica**.
- Perché tali misure si traducono in un effettivo aumento del tasso di installazione è ragionevole prevedere un necessario gap temporale, con un **contributo maggiore nella seconda metà del decennio**.
- **Nello scenario auspicabile, l'ammontare delle installazioni annue di impianti eolici e fotovoltaici, tenendo conto di quanto detto sopra, è quindi pari a:**
 - 2,5 GW/anno nel 2022;
 - 3,4 GW/anno nel 2025;
 - 6,6 GW/anno nel 2030.

Lo scenario «auspicabile»

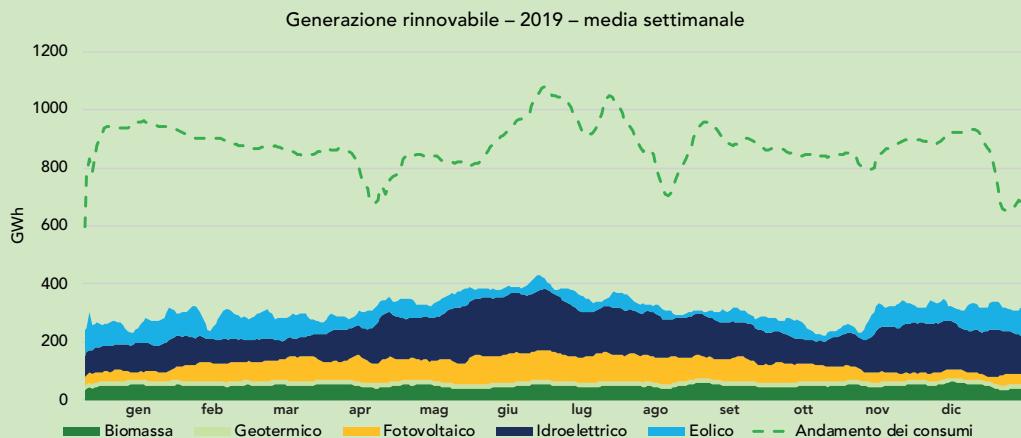
- Rispetto al «tendenziale», l'avvicinamento agli obiettivi PNIEC è quindi garantito con una crescita complessiva delle installazioni nel periodo pari al 175%*.
- Si tratta di una crescita «sostenibile»? Cosa è necessario per garantire tale crescita?



(*)rispetto alle installazioni che si otterrebbero con lo scenario tendenziale al 2030.

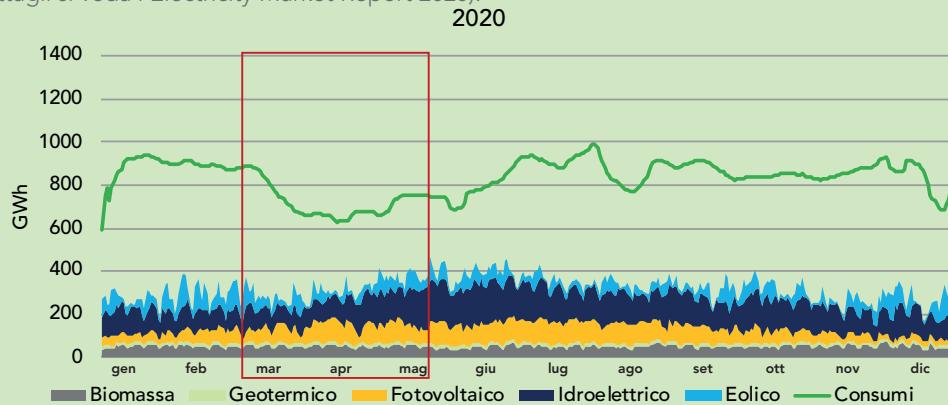
BOX 3: L'impatto delle rinnovabili sul mercato elettrico. La sostenibilità dello scenario auspicabile

- Prendendo come riferimento il 2019 (in quanto il profilo di consumo del 2020 è stato fortemente influenzato dalla pandemia) si nota come **gli impianti alimentati a fonte rinnovabile contribuiscano per circa 115 TWh alla generazione nazionale, un valore in grado di soddisfare il 35% dei consumi interni lordi di energia.**



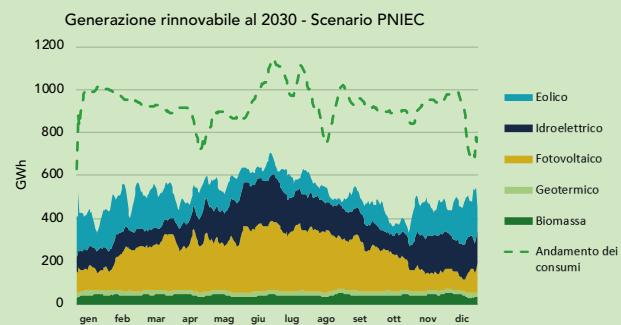
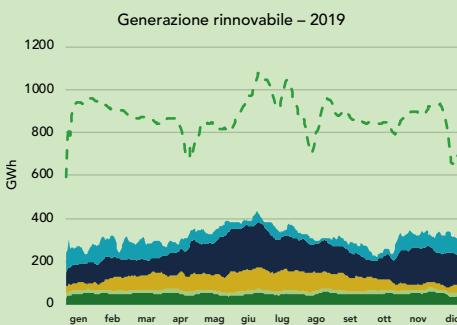
5. Gli scenari futuri per le rinnovabili in Italia

- Nel periodo marzo-maggio 2020 si è assistito ad un improvviso incremento della quota di rinnovabili nel sistema elettrico nazionale dovuto, chiaramente, non ad un aumento della generazione ma ad una contrazione della domanda per effetto del lock-down che ha interessato l'Italia.
- Questa «anticipazione» di ciò che potrà accadere in futuro (in alcune ore la quota di generazione fotovoltaica unita a quella eolica hanno raggiunto picchi del 60-70% della generazione nazionale) ha dimostrato che il sistema elettrico possa essere in grado di assorbire una quota di rinnovabili maggiore di quella immessa oggi, senza particolari «shock» nel suo funzionamento (per maggiori dettagli si veda l'Electricity Market Report 2020).



fonte: rielaborazione E&S su dati Terna

- Prendendo come riferimento quanto previsto dal **PNIEC** e proiettando i medesimi profili, si ottiene una penetrazione di rinnovabili nel sistema elettrico decisamente maggiore rispetto a quella attuale, a fronte di una domanda solo di poco superiore. **Il risultato è che il 55% dei consumi lordi di energia sarà coperto da generazione rinnovabile, compiendo un passo importante verso la decarbonizzazione del sistema.**



114,6 TWh

34,5% dei consumi interni lordi

186,8 TWh

55% dei consumi interni lordi

fonte: rielaborazione E&S su dati Terna

Lo scenario «auspicabile» Le priorità per lo sviluppo del settore

- Per fare in modo che lo scenario «auspicabile» diventi «reale» è necessario in primis lo «sblocco» del tema autorizzativo, accompagnato da misure di sostegno indispensabili:
 1. Il **prolungamento di meccanismi di supporto in continuità con quelli previsti dal FER 1**, che potranno avere un'efficacia maggiore col crescere del numero di impianti in grado di partecipare;
 2. L'**introduzione di obiettivi suddivisi tra le Regioni** coerenti con gli obiettivi nazionali, per garantire il giusto coordinamento e indirizzo di pianificazione, con anche la possibilità di **rivedere le limitazioni imposte al consumo di suolo**. In questo senso giova ricordare che le **varie tipologie di investimento** (in impianti **residenziali**, impianti **commerciali o industriali in autoconsumo**, impianti **utility-scale** eolici e fotovoltaici, **repowering** degli impianti esistenti) presentano diverse peculiarità che portano a **necessità specifiche in ottica di ulteriore sviluppo del mercato, ed ognuna di esse va considerata «strategica»** per la riduzione delle emissioni e può e deve entrare in un meccanismo di pianificazione.
 3. L'avanzamento delle sperimentazioni sull'**apertura del MSD** e l'**introduzione in modo strutturato di nuovi servizi ancillari**, che concorrono alla visibilità di lungo termine di nuove opportunità di investimento, come l'aggiunta di storage accoppiati agli impianti.

fonte: rielaborazione E&S su dati Terna

Lo scenario «auspicabile» Le priorità per lo sviluppo del settore

- Non va infine sottovalutato l'effetto moltiplicatore che potrebbe avere a lungo termine l'affermarsi di **forme di investimento ancora poco diffuse** (con riferimento a soluzioni tecnologiche, come gli storage e gli impianti agro-voltaici, o legate al «modello di business» come la sottoscrizione di **PPA** di lungo termine) o anche **non ancora osservabili** nel nostro Paese, come **l'eolico off-shore o gli elettrolizzatori** per la produzione di idrogeno verde.
- **Il sistema elettrico risulterà decisamente diverso** da quello attuale ma cambierà gradualmente nel corso di tre decenni, dando modo ai diversi attori coinvolti di adeguarsi progressivamente.
- Non va tuttavia dimenticato che **la «transizione ecologica» è il frutto di una precisa scelta politica**, derivante dalla necessità di mitigare l'effetto dannoso sul clima delle emissioni di gas climalteranti, che senza una azione urgente ed efficace porterebbero a danni sistemici ingenti.
- In misura più o meno marcata a seconda dei casi, **l'installazione di impianti ad energia rinnovabile richiederà quindi l'accettazione di inevitabili compromessi** (con riferimento, ad esempio, all'**utilizzo di suolo**, o all'**impatto paesaggistico**) che vanno però **confrontati con i benefici** (non solo ambientali) che generano, come del resto accade per qualsiasi «**opera pubblica**».
- **Solo assumendo questa prospettiva, e disegnando un percorso «politico» concreto di sviluppo per le rinnovabili, saremo in grado di ottenere gli obiettivi che si è deciso di darsi e, cosa altrettanto importante, non disperderemmo l'enorme potenziale impiantistico, industriale e commerciale, costruito in quasi vent'anni di vita di questo comparto nel nostro Paese.**

Gruppo di lavoro

Vittorio Chiesa - *Direttore Energy & Strategy Group*

Davide Chiaroni - *Responsabile della Ricerca*

Federico Frattini - *Responsabile della Ricerca*

Simone Franzò - *Responsabile della Ricerca*

Andrea Di Lieto - *Project Manager*

Paola Boccardo

Camilla Troglia

Matteo Bagnacavalli

Cristian Pulitano

Antonio Lobosco

Fabiola Bordignon

Francesca Capella

Alessio Corazza

Nicola De Giusti

Umberto De Patre

Andrea Galimberti

Marco Guiducci

Josip Kotlar

Luca Manelli

Alessio Nasca

Davide Perego

Lucrezia Sgambaro

Anna Temporin

La School of Management

La School of Management del Politecnico di Milano è stata costituita nel 2003.

Essa accoglie le molteplici attività di ricerca, formazione e alta consulenza, nel campo del management, dell'economia e dell'industrial engineering, che il Politecnico porta avanti attraverso le sue diverse strutture interne e consortili.

Fanno parte della Scuola: il Dipartimento di Ingegneria Gestionale, i Corsi Undergraduate e il PhD Program di Ingegneria Gestionale e il MIP, la Business School del Politecnico di Milano che, in particolare, si focalizza sulla formazione executive e

sui programmi Master.

La Scuola può contare su un corpo docente di più di duecento tra professori, lettori, ricercatori, tutor e staff e ogni anno vede oltre seicento matricole entrare nel programma undergraduate.

La School of Management ha ricevuto, nel 2007, il prestigioso accreditamento EQUIS, creato nel 1997 come primo standard globale per l'auditing e l'accreditamento di istituti al di fuori dei confini nazionali, tenendo conto e valorizzando le differenze culturali e normative dei vari Paesi.



POLITECNICO
MILANO 1863
SCHOOL OF MANAGEMENT

L'Energy & Strategy Group



L'Energy & Strategy Group della School of Management del Politecnico di Milano è composto da docenti e ricercatori del Dipartimento di Ingegneria Gestionale e si avvale delle competenze tecnico-scientifiche di altri Dipartimenti, tra cui in particolare il Dipartimento di Energia.

L'Energy & Strategy Group si pone l'obiettivo di istituire un Osservatorio permanente sui mercati e sulle filiere industriali delle energie rinnovabili, dell'efficienza energetica e della sostenibilità ambientale d'impresa in Italia, con l'intento di censirne gli operatori,

analizzarne strategie di business, scelte tecnologiche e dinamiche competitive, e di studiare il ruolo del sistema normativo e di incentivazione.

L'Energy & Strategy Group presenta i risultati dei propri studi attraverso:

- rapporti di ricerca "verticali", che si occupano di una specifica fonte di energia rinnovabile (solare, biomasse, eolico, geotermia, ecc.);
- rapporti di ricerca "trasversali", che affrontano il tema da una prospettiva integrata (efficienza energetica dell'edificio, sostenibilità dei processi industriali, ecc.).

Le Imprese Partner

ACEA
AGSM AIM
ALGOWATT
ARCADIS
EDISON
EDP RENEWABLES ITALIA
EF SOLARE ITALIA
ENEL GREEN POWER
ENERGY INTELLIGENCE
ENI
ERG
ESPE
GALILEO GREEN ENERGY

GR VALUE
HIGECO MORE
INTESA SANPAOLO
MOSTRA CONVEGNO EXPOCOMFORT
NOI
RWE Renewables Italia
save NRG
SHELTER
TERNA
WOOD ITALIANA

Le Imprese Sponsor

KEY ENERGY



Acea è una delle principali multiutility italiane, quotata in borsa nel 1999, è attiva nella gestione e nello sviluppo di reti e servizi business dell'acqua, dell'energia e dell'ambiente.

Tra le attività: Servizio Idrico Integrato (acquedotto, fognatura e depurazione), distribuzione di energia elettrica, illuminazione pubblica e artistica, vendita di energia elettrica e gas, produzione di energia, trattamento e valorizzazione dei rifiuti.

Acea è il primo operatore nazionale nel settore idrico con circa 9 milioni di abitanti serviti nel Lazio, Toscana, Umbria e Campania; tra i principali players italiani nell'energia con circa 6 TWh di elettricità venduta e nelle reti con circa 10 TWh di elettricità distribuita nella città di Roma.

E' uno dei primi operatori in Italia nel settore Ambiente, con oltre un milione di tonnellate di rifiuti trattati.

AGSM Energia, società commerciale del Gruppo AGSM AIM, è una primaria multiutility che opera nei settori della vendita di energia elettrica, gas naturale e teleriscaldamento e si rivolge a clienti famiglia, impresa, enti, pubblica amministrazione e grossisti. Conta 500.000 punti di fornitura in 6.800 comuni italiani, mettendo a disposizione dei clienti oltre 120 anni di esperienza e impegno. Nel 2019 il Valore della Produzione ha toccato quota 787 milioni di euro e il margine operativo lordo registrato è stato di 29 milioni di euro, mentre il margine operativo netto si è attestato intorno a 27 milioni di euro.

AGSM Energia è una delle principali realtà economico-industriali della Provincia di Verona e riesce ad affrontare con successo le dinamiche del mercato con spirito imprenditoriale e orientamento al cliente: a tal proposito, per dare la parola ai propri Clienti, AGSM da diversi mesi è su Trustpilot (la più famosa piattaforma di recensioni online) invitando tutti i Clienti che hanno usufruito del servizio di assistenza o di consulenza, a condividere la propria esperienza con AGSM Energia. Attualmente AGSM Energia vanta su Trustpilot oltre 6.000 recensioni e un punteggio medio di 4,4/5, che la pongono ai primi posti del settore su scala nazionale per valutazione media e per numero di recensioni sulla piattaforma online.

In ottica di crescita, dalla liberalizzazione dei mercati energetici AGSM Energia ha vissuto una graduale e costante espansione su tutto il territorio italiano, che prosegue ancora oggi, spinta anche dal segmento Reseller, che è in grado di incrementare le vendite di energia soprattutto nelle aree non metropolitane, grazie ad una presenza capillare sul territorio che facilita la relazione con il Cliente.

Ulteriore conferma del trend positivo è arrivato a Settembre 2020, quando AGSM Energia si è aggiudicata 9 lotti su 17 nella gara pubblica d'appalto Consip per la fornitura di energia elettrica alle Pubbliche Amministrazioni italiane, per un valore stimato di 743 Milioni di Euro e battendo la concorrenza per numero di lotti.

La missione aziendale di AGSM Energia consiste nel generare e distribuire valore nel mercato a vantaggio delle esigenze dei clienti, nel rispetto dell'ambiente e della sicurezza delle persone, anche grazie alla produzione di energia nei propri impianti su tutto il territorio italiano, tra cui molti sono moderni e a fonte rinnovabile: AGSM nel corso degli anni ha realizzato ben 16 impianti a fonte rinnovabile, per un totale di potenza elettrica installata pari a 154 MW e in grado di soddisfare ogni anno il fabbisogno annuale di oltre 100.000 famiglie.

agsm aim



algoWATT, greentech solutions company, progetta, sviluppa e integra soluzioni per la gestione dell'energia e delle risorse naturali, in modo sostenibile e socialmente responsabile. La Società fornisce sistemi di gestione e controllo che integrano dispositivi, reti, software e servizi con una chiara focalizzazione settoriale: digital energy e utilities, smart cities & enterprises e green mobility.

algoWATT è nata dalla fusione di TerniEnergia, azienda leader nel settore delle energie rinnovabili e dell'industria ambientale, e di Softeco, un provider di soluzioni ICT con oltre 40 anni di esperienza per i clienti che operano nei settori dell'energia, dell'industria e dei trasporti. La società, con oltre 200 dipendenti dislocati in 7 sedi in Italia e investimenti in ricerca e innovazione per oltre il 12% del fatturato, opera con un'efficiente organizzazione aziendale, focalizzata sui mercati di riferimento:

- Green Energy Utility: algoWATT semplifica la gestione dell'intero ciclo di vita della filiera energetica proponendo prodotti e servizi per le utility e gli aggregatori: da sistemi di controllo e manutenzione per la produzione di energia da fonti rinnovabili, alla gestione del ciclo di vettita, passando per le microgrid e la digitalizzazione delle reti di trasmissione e distribuzione elettrica. algoWATT garantisce la sicurezza fisica ed informatica delle infrastrutture energetiche

critiche. Parole chiavi sono: energie rinnovabili, energia digitale e reti intelligenti;

- Green Enterprise & City: algoWATT introduce la componente "smart" in azienda e nella città offrendo soluzioni per la gestione flessibile e ottimizzata dei consumi energetici. È il partner ideale per chi ha esigenze critiche di progettazione, realizzazione e gestione di microgrid, reti ferroviarie, impianti ambientali e reti idriche di cui garantisce anche la sicurezza fisica ed informatica. Parole chiavi sono: IoT, analisi dei dati, efficienza energetica, automazione degli edifici e dei processi;
- Green Mobility: algoWATT offre una suite di soluzioni per la pianificazione, gestione e fruizione di una mobilità intermodale, integrando trasporto pubblico locale fisso e a chiamata, flotte pubbliche, private o condivise, soccorso stradale e terminal portuali. algoWATT garantisce la sicurezza fisica ed informatica delle reti stradali critiche e realizza microgrid e sistemi di mobilità elettrica al servizio di una mobilità di persone e merci sempre più elettrificata, digitale, connessa e sostenibile. Parole chiavi sono: elettrica, in sharing e on demand.

Mercati diversi, un unico focus: la sostenibilità. algoWATT è quotata sul Mercato Telematico Azionario (MTA) di Borsa Italiana S.p.A.

Arcadis è leader mondiale di consulenza e di progettazione nell'ingegneria civile e ambientale. Presente in 70 Paesi con oltre 27.000 dipendenti, dal 1888 porta valore ai propri clienti, offrendo soluzioni su misura, fondate sulla sostenibilità, la salute e la sicurezza del territorio e dei cittadini.

Arcadis Italia conta su oltre 170 persone negli uffici di Milano e Roma. Presente sul mercato italiano dal 2008, si colloca tra le prime società specializzate nella rigenerazione urbana, nella progettazione della bonifica del territorio, nel trattamento delle acque e nella progettazione di edifici ed insediamenti industriali sostenibili. Arcadis affianca i suoi clienti per l'intero ciclo di vita degli asset che sviluppa e gestisce nella loro ideazione, creazione, riqualificazione e

digitalizzazione.

Per il settore Energy & Resources, Arcadis Italia fornisce soluzioni per tutte le tematiche ambientali ed i processi autorizzativi, che sono alla base di qualsiasi progetto nuovo o della trasformazione di quanto esistente. Nell'eolico, nel fotovoltaico e nell'agrovoltaico in particolare, sviluppa soluzioni su misura, rispettose dell'equilibrio fra ambiente e comunità locali, in grado di integrare tutti gli attori necessari per massimizzare la resa energetica ed agricola, trasformando con successo anche terreni da bonificare. Sempre in ambito ambientale e di permitting, Arcadis Italia è in grado di occuparsi di impianti di accumulo in batteria e di produzione di energia, inclusi quelli per idrogeno verde.





Edison è la più antica società europea nel settore dell'energia, con oltre 135 anni di storia. È attiva nella produzione e vendita di energia elettrica e nell'approvvigionamento, esplorazione e produzione di idrocarburi. Edison ha un parco di produzione di energia elettrica sostenibile che comprende impianti idroelettrici, eolici, solari e impianti termoelettrici altamente efficienti e flessibili grazie alla tecnologia del ciclo combinato a gas.

Edison, inoltre, è impegnata nella diversificazione delle fonti e delle rotte di approvvigionamento di gas per la transizione e la sicurezza del sistema energetico nazionale. La società ha allo studio la realizzazione di nuove infrastrutture per l'importa-

zione di gas verso l'Italia e l'Europa e, attraverso le proprie controllate, ne gestisce il trasporto, la distribuzione e lo stoccaggio.

Ogni giorno, in 10 paesi del mondo, 5.000 persone dedicano la propria passione per soddisfare i clienti. Edison vende energia elettrica e gas naturale alle famiglie e alle imprese, fornendo alle persone soluzioni intelligenti per aumentare il comfort della vita a casa e in ufficio.

Edison propone anche soluzioni innovative e su misura per un uso efficiente delle risorse energetiche ed è attiva nel settore dei servizi ambientali.

Oggi Edison continua a crescere per costruire insieme un futuro di energia sostenibile.

EDPR, società del gruppo EDP, è un'azienda leader globale nel settore dell'energia rinnovabile, specializzata nello sviluppo di progetti eolici e fotovoltaici dei quali cura l'ingegneria, la costruzione per poi gestirne e sfruttarne la produzione di energia.

Costituita nel 2007, EDPR è diventata rapidamente una multinazionale di riferimento nel settore della produzione di energia da fonte rinnovabile, presente in 14 paesi. Con una potenza installata di 12,2 GW (2020), 28,5 TWh generati nel 2020 e oltre 1.730 dipendenti di 32 differenti nazionalità, si afferma come uno dei maggiori produttori di energia da fonte eolica nel mondo.

Le attività di EDPR sono organizzate su tre piattaforme: On-Shore Europa & Brasile, On-Shore Nord America e Off-Shore. Tali piattaforme sono supportate da una rete di business units regionali (in Italia EDP Renewables Italia Holding srl) che forniscono le competenze sul territorio e sono a stretto contatto con le amministrazioni e le autorità locali. Questo connubio crea un equilibrio perfetto tra la visione globale, necessaria al continuo sviluppo di EDPR, e l'approccio locale, fondamentale per la corretta gestione dei nostri impianti. Le relazioni con i proprietari terrieri, con le autorità e con gli enti regolatori sono un elemento essenziale per il successo di EDPR.





EF Solare è il primo operatore di fotovoltaico in Italia e tra i principali in Europa con una capacità installata di oltre 1 GW. È controllato al 70% da F2i - Fondi Italiani per le Infrastrutture, il più grande fondo infrastrutturale attivo in Italia, e partecipato al 30% da Crédit Agricole Assurances, primo investitore istituzionale francese nelle energie rinnovabili. Ha in portafoglio in Italia più di 300 impianti in 17 Regioni con una capacità di oltre 850 MW, in Spagna 10 impianti in esercizio per una potenza di oltre 190 MW.

Contribuisce a perseguire gli obiettivi europei e nazionali di decarbonizzazione, sicurezza dell'approvvigionamento energetico e sviluppo della competitività industriale attraverso l'introduzione di continue innovazioni tecnologiche.

EF Solare Italia vuole essere leader tecnologico per guidare la crescita del settore solare italiano attraverso l'eccellenza operativa, l'innovazione e lo sviluppo di nuovi impianti.

La strategia di EF Solare Italia si sviluppa su due assi:

- Miglioramento delle performance tecnico-economiche, attraverso un nuovo modello operativo di O&M, il revamping e repowering di impianti, il presidio attivo dell'Energy Management e lo sviluppo ICT.
- Crescita del portafoglio impianti e sviluppo di nuovi business, attraverso la costruzione di nuovi impianti in Italia e in Spagna, l'ingresso nei servizi di rete connessi agli asset grazie all'applicazione dello storage, e il possibile sviluppo del modello prosumer.

Enel Green Power è stata fondata nel dicembre 2008 e, all'interno del Gruppo Enel, gestisce e sviluppa attività di generazione di energia da fonti rinnovabili a livello globale.

L'azienda è presente in 32 Paesi nei 5 continenti e conta oltre 1200 impianti. La capacità rinnovabile installata è di circa 49 GW attraverso un mix di generazione che include le principali fonti rinnovabili tra cui eolico, solare, idroelettrico e geotermico. Enel Green Power riveste un ruolo fondamentale nel processo di transizione energetica, essendo uno tra i principali operatori nel settore delle rinnovabili a livello mondiale. L'obiettivo dell'azienda è accompagnare il Pianeta verso una nuova era di energia sostenibile e decarbonizzata, per tutti. Enel Green Power è presente in tutto il mondo con i suoi impianti di energia da fonti rinnovabili. L'azienda è al lavoro per stabilire nuovi standard nel campo della sostenibilità energetica, spingendo costantemente i confini tecnologici e la consape-

volezza degli stakeholder.

Enel Green Power con il suo ambizioso piano di crescita ed investimenti contribuisce ad uno sviluppo sostenibile in tutte le realtà in cui opera. Le fonti rinnovabili uno strumento importante per promuovere la competitività del sistema produttivo dei diversi paesi e per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento delle fonti di energia: la produzione diffusa di elettricità da acqua, sole, vento e calore della terra contribuisce infatti a una maggiore autonomia energetica delle nazioni, e allo stesso tempo sostiene la salvaguardia dell'ambiente.

L'obiettivo di Enel Green Power è quello di crescere incrementando la capacità installata e ottimizzando, per ogni paese, il mix delle tecnologie, in un'ottica di valorizzazione delle caratteristiche specifiche dei territori e facendo leva sulle competenze acquisite da Enel Green Power nei diversi paesi in cui opera.





Energy Intelligence, nata dall'incontro di due percorsi imprenditoriali nei settori Energia ed ICT, fornisce servizi ad alto valore aggiunto nel campo dell'efficienza energetica e della produzione di energia da fonti rinnovabili perseguiendo obiettivi di sviluppo sostenibile.

Attraverso la digitalizzazione intelligente dei flussi energetici la società supporta le imprese e le organizzazioni a migliorare la conoscenza dei fabbisogni energetici e l'efficienza degli impianti e dei processi e le accompagna verso l'adozione del modello cosiddetto **PROSUMER** (contemporaneamente produttori e consumatori di energia) tenendo costantemente sotto controllo le nuove complessità e i nuovi flussi energetici legati all'autoproduzione, all'accumulo e alla mobilità elettrica.

FOTOVOLTAICO - Con una piattaforma tecnologica in continua espansione ed una esperienza maturata nella gestione di un portafoglio composto da oltre 500 MWp su 900 impianti, Energy Intelligence è uno dei maggiori operatori italiani di Global Services fotovoltaico. Oltre a progettare e realizzare nuovi impianti, offre servizi di Asset e Risk Management, di manutenzione dinamica (O&M) e di revamping di impianti in esercizio.

EFFICIENZA ENERGETICA - Energy Intelligence offre consulenza e servizi per la riduzione dei consumi energetici in ambienti industriali e building comples-

si. A partire dal monitoraggio dei flussi energetici e dal controllo delle prestazioni degli impianti vengono individuati, progettati e realizzati interventi di efficienza orientati al risparmio, all'indipendenza energetica e agli obiettivi di sostenibilità. Attraverso il servizio di Energy Management vengono rilevati ed analizzati i miglioramenti progressivamente conseguiti e verificati i tempi di rientro degli investimenti. **ENERGY INTELLIGENCE PLATFORM** - E' l'asset fondamentale di Energy Intelligence, una soluzione proprietaria disponibile in Cloud a supporto dell'utilizzo intelligente dell'energia. L'architettura IoT permette di gestire un portafoglio di impianti interconnessi al sistema: grazie al monitoraggio continuativo dei dati di produzione e di consumo di energia il sistema fornisce indicatori prestazionali ed economici (KPI), report periodici ed alert utili alla individuazione degli investimenti possibili e al processo di gestione e manutenzione efficiente.

LABORATORIO DI SPERIMENTAZIONE - Energy Intelligence può contare su un proprio laboratorio di sperimentazione sul fotovoltaico realizzato con il patrocinio delle Istituzioni e dell'Università. Dal laboratorio, uno tra i pochi in Italia, è nata la tecnologia per il controllo e l'analisi dei flussi energetici. Nel laboratorio viene portato avanti un costante percorso di innovazione, testando nuove tecnologie e nuovi metodi di diagnostica avanzata.

Eni è una società integrata dell'energia con oltre 30.000 dipendenti in 67 Paesi del mondo. Come impresa integrata dell'energia, Eni punta a contribuire al conseguimento degli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDGs) dell'Agenda 2030 delle Nazioni Unite, sostenendo una transizione energetica socialmente equa, che risponda con soluzioni concrete, rapide ed economicamente sostenibili alla sfida di contrastare il cambiamento climatico favorendo l'accesso alle risorse energetiche in maniera efficiente e sostenibile, per tutti.

Per giocare un ruolo di leadership nel processo di transizione energetica verso un futuro low-carbon, la compagnia ha adottato una strategia che prevede, oltre alla riduzione delle emissioni GHG dirette, lo sviluppo del business delle rinnovabili e di nuovi business improntati alla circolarità, l'impegno in ricerca

e innovazione tecnologica e un portafoglio resiliente di idrocarburi in cui il gas avrà un ruolo importante, in virtù della minor intensità carbonica e delle possibilità di integrazione con le fonti rinnovabili nella produzione di energia elettrica.

Entro il 2023, Eni punta a ottenere 3GW di capacità installata di generazione elettrica da fonti rinnovabili, 15GW entro il 2030 e oltre 55GW entro il 2050. Le energie rinnovabili sono una delle leve fondamentali su cui la compagnia basa la propria strategia di decarbonizzazione che prevede, entro il 2050, di ridurre dell'80% le emissioni nette Scope 1, 2 e 3 e diminuire del 55% l'intensità emissiva netta dei prodotti energetici venduti rispetto al 2018, raggiungendo circa l'85% di componente gas nella produzione upstream. La graduale evoluzione del business permetterà di vendere il 100% di prodotti decarbonizzati.





ERG da oltre 80 anni ERG opera nel settore dell'energia. Fondata nel 1938 e quotata alla Borsa di Milano dal 1997, ha sempre orientato le proprie scelte industriali a sostegno dello sviluppo e della crescita del business nel lungo periodo.

La strategia ha consentito ad ERG, nell'arco di pochi anni, di trasformarsi da primario operatore petrolifero a produttore indipendente di energia elettrica leader nelle rinnovabili: oggi ERG è il primo produttore di energia eolica in Italia e fra i primi dieci in Europa, con quasi 2 GW di potenza totale installata. Lo sviluppo nell'eolico, seguito alla definitiva uscita dal settore oil a fine 2017, ha rappresentato il passo fondamentale che ha portato ERG a mutare radicalmente il proprio portafoglio di attività.

Un processo che nel 2015 ha portato all'acquisizione del complesso idroelettrico di Terni (527 MW di potenza) e, tra il 2018 e il 2019, di impianti fotovoltaici in 9 regioni italiane per un totale di circa 141 MW, oltre all'ulteriore crescita nell'eolico in Germania, Francia, UK e Polonia. Completa il portafoglio di asset l'impianto termoelettrico cogenerativo ad alta efficienza alimentato a gas naturale da 480 MW, localizzato in Sicilia.

Abbiamo superato i 3,1 GW di potenza installata in

Europa, in linea con il percorso di crescita previsto nel nuovo Piano Industriale 2021-25 recentemente presentato. Prevediamo infatti un ulteriore sviluppo tra il 2021 a il 2025 per aggiuntivi 1.500 MW interamente da fonti rinnovabili attraverso tre differenti canali in diversi paesi europei: sviluppo organico e accordi di co-sviluppo in Europa, nuove acquisizioni ed un significativo piano di Repowering & Reblading di parte dei nostri parchi eolici in Italia.

Al 21 dicembre 2020 abbiamo raggiunto un Margine operativo lordo di 481 milioni di euro; grazie alla produzione di energia da fonti rinnovabili, abbiamo evitato emissioni di gas-serra per circa 3 milioni di tonnellate, con un obiettivo di raggiungere 15 milioni di tonnellate nel periodo 2018-2022.

L'evoluzione industriale di ERG è accompagnata da un'attenta politica di sostenibilità ambientale e responsabilità sociale, con gli Environmental Sustainable Goals delle Nazioni Unite (ESG) totalmente integrati con la nostra strategia di business: il nostro portafoglio di attività, concentrato nel settore delle rinnovabili, non solo è coerente con le scelte di politica energetica a livello nazionale ed europeo ma ha permesso di contribuire concretamente alla lotta ai cambiamenti climatici.

Esperienza, affidabilità, innovazione: in crescita continua dal 1974, noi di ESPE siamo specialisti nella realizzazione di impianti elettrici industriali ad alto grado di efficienza e innovazione, oltre a posizionarci tra i primi Energy System Integrator a livello nazionale. Siamo nati vicino a Padova, ma operiamo in tutto il mondo. Controlliamo l'intera filiera produttiva e possiamo realizzare infrastrutture energetiche a livello globale, utilizziamo inoltre le tecnologie più all'avanguardia al servizio di privati, investitori, società pubbliche e aziende di qualsiasi ambito e dimensione.

MINI EOLICO

Impegnati nel settore eolico dal 2011, in soli 18 mesi abbiamo dato vita alla Serie FX, una linea di aerogeneratori interamente sviluppati e prodotti nelle nostre officine. Da allora, non abbiamo mai smesso di investire in competenze e tecnologie produttive per ampliare questa gamma di aerogeneratori di altissima qualità, rivitalizzando il mercato e diventando in pochi anni una delle realtà di riferimento nel settore.

BIOMASSA

L'esperienza acquisita fin dal 1974 nella progettazione e realizzazione di impianti elettrici e nell'automazione industriale, si è rivelata fondamentale per la realizzazione del CHiP50, il nostro cogeneratore dedicato alle piccole e medie attività che necessitano di energia termica ed elettrica.

FOTOVOLTAICO

Dal 2003 installiamo sistemi fotovoltaici di ogni tipologia e dimensione: piccoli impianti domestici e

artigianali, soluzioni per gli stabilimenti industriali e grandi centrali a terra per la cessione in rete dell'energia prodotta. Le nostre soluzioni si caratterizzano per le alte prestazioni e l'affidabilità nel tempo, due fattori essenziali per ridurre i costi energetici e ottimizzare l'investimento.

IMPIANTI ELETTRICI

La nostra storia imprenditoriale nasce con l'installazione di impianti elettrici industriali, attività che ancora oggi rappresenta un perno fondamentale per la nostra crescita. Dal primo impianto realizzato nel 1974 si sono evolute le tecnologie, le competenze e le esigenze, ma la passione per il nostro lavoro e l'attenzione per la qualità degli impianti sono rimaste le stesse. Oggi siamo in grado di operare per aziende di ogni dimensione e possiamo vantare tanti casi di successo in quasi la totalità dei settori produttivi, tra i quali: alimentare, tessile, meccanico, plastico, cartario e molti altri.

SISTEMI OFF-GRID

Siamo stati tra i primi in Italia a credere nelle potenzialità degli impianti off-grid e fin dal 2005 realizziamo sistemi elettrici che funzionano senza la necessità di collegarsi alla rete elettrica. Soluzione ottimale per portare energia anche nelle zone più remote e difficili da raggiungere, come in alta montagna o nelle isole, gli impianti off grid risultano molto efficaci anche per superare i black-out dovuti a calamità ed eventi emergenziali o per stabilizzare le forniture di energia in centri serviti in modo inefficiente dalla rete elettrica.





The new pan-European renewable energy platform Galileo Green Energy has been launched at the beginning of 2020 with the backing of 4 institutional long-term investors operating at the global level. Galileo Green Energy is created with an industrial view on the future of the energy sector. We are convinced that the combination of four key competences will make the difference when renewables are at the center of a new power supply system: development of competitive projects, sale of electricity to final consumers, professional energy management and innovative project financing. Our growing team covers these competences in a complementary manner and leverages on the track records of its members in the international energy and renewables industry.

We are a culturally diverse team of energy experts who aim to drive innovation and make a direct and measurable contribution to the development of our

industry, increase the energy-driven competitiveness of the European economy and help the safeguarding of our environment.

With renewable power becoming ever more competitive in the energy mix of any country, the design and implementation of market-driven supply solutions, tailor-made for wholesale markets as well as for final energy consumers, is the key to unlock the full potential of green energy. We aim to integrate competitive green energy and storage projects with suitable energy supply solutions for a large variety of consumers.

The development opportunity in Europe is very significant as some 500GW of new renewable power generation projects are foreseen to be realized until 2030. Galileo Green Energy is set to make a quality contribution to this objective and promote digitally optimized green energy solutions to final consumers across the continent.

GR Value attraverso un team di esperti al massimo livello delle competenze tecniche, gestionali e finanziarie nel settore dell' energia, rappresenta una realtà industriale in grado di estrarre il massimo valore dagli assets di produzione da rinnovabili, controllando l'intera catena del valore dall'origination dell'iniziativa (greenfield o in operation), attraverso il suo sviluppo fino all'autorizzazione, la sua costruzione e la sua efficiente gestione inclusa la vendita dell'energia elettrica nel mercato elettrico.

Una società in grado di raccogliere, interpretare e gestire l'immensa mole di dati provenienti dagli impianti (Big Data management) al fine di migliorarne la disponibilità, tramite una efficiente manutenzione predittiva per mantenerli al massimo livello di produzione tecnologicamente realizzabile minimizzando le fermate impreviste.

Una catena del valore completa, che ha l'obiettivo di costruire realtà industriali che generano ottimi profitti per gli investitori, ma che garantiscono anche i massimi livelli di sicurezza, di sostenibilità e di sviluppo per il contesto ambientale e sociale in cui sono inserite.

Il tutto realizzato con una visione di lungo periodo che mira a costruire una realtà industriale in grado di generare il massimo ritorno per gli investitori nel pieno rispetto della sicurezza in ogni sua attività e della sostenibilità ambientale e sociale degli investimenti per tutti gli stakeholders coinvolti, raggiungibile tramite la più accurata selezione degli impianti ed alla loro compatibilità con l'ambiente in cui sono inseriti.

Le principali linee di business sono:

- Acquisizione di impianti fotovoltaici di piccola, media taglia per aggregarli in cluster di 10-20 MW migliorandone i performance ratios;
- Realizzazione di impianti fotovoltaici sulle coperture di stabilimenti industriali/commerciali al fine di vendere energia elettrica alle utenze sottostanti con contratti di vendita energia elettrica (PPA) di lunga durata generando significativi risparmi all'utente;
- Sviluppo di iniziative eoliche e fotovoltaiche greenfield di taglia industriale ed acquisizione di progetti che abbiano ottenuto o stiano ottenendo le autorizzazioni necessarie alla costruzione e gestione.



Higeco More

Higeco MORE è l'azienda, parte del gruppo Higeco Group, specializzata in soluzioni chiavi in mano di monitoraggio e controllo (SCADA) per il mondo delle energie rinnovabili. I nostri prodotti, sia hardware che software, sono progettati, sviluppati e realizzati interamente in Italia.

La potenza complessiva del parco impianti monitorato con Vision, la nostra piattaforma tecnologica di O&M e Asset Management, ha superato nel corso del 2020 la soglia di 2 GW, grazie anche agli ultimi progetti di respiro internazionale: Penonomé a Panama e Kaposvar in Ungheria. Mentre gli impianti serviti da un nostro datalogger, installati in più di un decennio di attività in Italia e all'estero, sono oltre 7000.

Il nostro interesse si concentra principalmente sugli impianti utility scale e sulle smart-grids. Il team di Higeco More è specializzato nella personalizzazione del software e nella progettazione hardware, ed è anche in grado di erogare servizi specialistici di ingegneria per aiutare il cliente nella migrazione e retrofit di sistemi esistenti, così come nella realizzazione di nuovi impianti. L'azienda opera a livello internazionale fornendo le proprie soluzioni direttamente ai numerosi EPC, Asset Managers, O&M Contractors e IPPs attivi nel mondo delle rinnovabili.

Vision, la nostra piattaforma tecnologica di O&M

e Asset Management, si presenta come un vero e proprio software gestionale altamente personalizzabile. La struttura modulare a plug-in è pensata per integrare in unico strumento le funzioni di monitoraggio, analisi dati, reportistica avanzata, gestione delle operazioni di manutenzione preventiva e correttiva, inventario, documenti e protocollo, comunicazioni con Agenzia delle Dogane.

In ambito gestione dell'energia Higeco More propone il software per datalogger GWC Synergy, un potente e flessibile sistema EMS (Energy Management System), in grado di monitorare e controllare automaticamente, tramite Control Policies configurabili, i flussi di energia in una micro-grid (Impianto PV, Batteria, Generatore Diesel, Rete, Carichi Industriali..). Questo innovativo prodotto, nasce dall'esperienza diretta e pluriennale che Higeco More ha acquisito grazie alla fornitura di sistemi PPC (Power Plant Controller) per la regolazione di frequenza (potenza attiva) e tensione (potenza reattiva) di grandi impianti fotovoltaici.

Higeco More si configura, quindi, come il partner ideale per tutti i progetti che richiedono sia l'utilizzo di dispositivi hardware ad alte prestazioni per il monitoraggio e il controllo di impianti, sia la disponibilità di una piattaforma integrata cloud-based per la gestione dei dati e delle attività operative O&M e AM per grandi portfolios.

Il Gruppo Intesa Sanpaolo è uno dei principali gruppi bancari in Europa ed è impegnato a sostenere l'economia nei Paesi in cui opera, in particolare in Italia, dove è anche impegnato a diventare un punto di riferimento in termini di sostenibilità e responsabilità sociale e culturale.

Il Gruppo Intesa Sanpaolo è il maggiore gruppo bancario in Italia, con 13,5 milioni di clienti e circa 4.700 filiali, ed è leader nelle attività finanziarie per famiglie e imprese del Paese, in particolare nell'intermediazione bancaria (con una quota del 21% dei prestiti e del 22% dei depositi), nei fondi pensione (23%), nel risparmio gestito (25%) e nel factoring (27%).

Inoltre il Gruppo ha una presenza internazionale strategica, con circa 1.000 sportelli e 7,1 milioni di clienti. Si colloca tra i principali gruppi bancari in diversi Paesi del Centro-Est Europa e nel Medio Oriente e Nord Africa grazie alle proprie controllate locali: è al primo posto in Serbia, al secondo in Croazia e Slovacchia, al quarto in Albania, al quinto in Bosnia-Erzegovina, Egitto e Slovenia, al sesto in Moldavia e Ungheria.

Al 31 marzo 2021, il Gruppo Intesa Sanpaolo presenta un totale attivo di 1.000.628 milioni di euro, crediti verso clientela per 463.286 milioni di euro, raccolta diretta bancaria di 522.888 milioni di euro e raccolta diretta assicurativa e riserve tecniche di 175.906 milioni di euro.

L'attività del Gruppo si articola in sei divisioni:

Divisione Banca dei Territori: focalizzazione sul mercato e centralità del territorio per il rafforzamento delle relazioni con gli individui, le piccole e medie imprese e gli enti non profit. La divisione include le attività di credito industriale, leasing e factoring, nonché quelle di instant banking tramite la partnership tra la controllata Banca 5 e SisalPay (Mooney).

Divisione IMI Corporate & Investment Banking: partner globale per le imprese, le istituzioni finanziarie e la pubblica amministrazione in un'ottica di medio/lungo termine, su basi nazionali ed internazionali. Include le attività di capital markets & investment banking ed è presente in 25 Paesi a supporto dell'attività cross-border dei suoi clienti con una rete specializzata costituita da filiali, uffici di rappresentanza e controllate che svolgono attività di corporate banking.

Divisione International Subsidiary Banks: include le controllate che svolgono attività di commercial banking nei seguenti Paesi: Albania (Intesa Sanpaolo Bank Albania), Bosnia-Erzegovina (Intesa Sanpaolo Banka Bosna i Hercegovina), Croazia (Privredna Banka Zagreb), Egitto (Bank of Alexandria), Moldavia (Eximbank), Repubblica Ceca (la filiale di Praga della VUB Banka), Romania (Intesa Sanpaolo Bank Romania), Serbia (Banca Intesa Beograd), Slovacchia (VUB Banka), Slovenia (Intesa Sanpaolo Bank), Ucraina (Pravex Bank) e Ungheria (CIB Bank).

Divisione Private Banking: serve i clienti appartenenti al segmento Private e High Net Worth Individuals con l'offerta di prodotti e servizi mirati. La divisione include Fideuram - Intesa Sanpaolo Private Banking, con 5.743 private banker.

Divisione Asset Management: soluzioni di asset management rivolte alla clientela del Gruppo, alle reti commerciali esterne al Gruppo e alla clientela istituzionale. La divisione include Eurizon, con 278 miliardi di euro di masse gestite.

Divisione Insurance: prodotti assicurativi e previdenziali rivolti alla clientela del Gruppo. Alla divisione fanno capo le società Intesa Sanpaolo Vita, Intesa Sanpaolo Life, Fideuram Vita, Intesa Sanpaolo Assicura e Intesa Sanpaolo RBM Salute, con raccolta diretta e riserve tecniche pari a 176 miliardi di euro.

INTESA  **SANPAOLO**



MCE – Mostra Convegno Expocomfort è la più importante fiera internazionale biennale dedicata ai settori dell'impiantistica civile, industriale e della climatizzazione (riscaldamento, condizionamento dell'aria, refrigerazione, tecnica sanitaria, trattamento acqua, ambiente bagno, componentistica, energie rinnovabili), che fanno dell'efficienza energetica e della riduzione di consumi energetici il loro driver principale.

Ideata nel 1960 come prima mostra specializzata in Italia, MCE è da 60 anni leader di settore grazie alle comprovate capacità di seguire l'evoluzione dei mercati di riferimento creando momenti di incontro, confronto e dibattito tecnico, culturale e politico.

Un ruolo leader e di indirizzo testimoniato anche dai numeri dell'ultima edizione nel 2018: in scena 2.388 aziende, in rappresentanza di 54 paesi, 162.165 i visitatori professionali dei quali 41.351 esteri, provenienti da 142 paesi. Una presenza internazionale che continua a crescere, edizione dopo edizione, a testimonianza della valenza di MCE quale luogo privilegiato per nuove opportunità di business, un palcoscenico per visitatori ed espositori dove presentare know-how e sviluppare mercato.

La prossima edizione della manifestazione si svolgerà in Fiera Milano dall'8 all'11 marzo 2022. Nell'ambito di MCE, That's Smart è da sempre l'area più innovativa legata all'impiantistica evoluta, dove

il mondo digitale e quello elettrico incontrano la progettazione idrotermosanitaria all'insegna del comfort, dell'efficienza energetica e del rispetto dell'ambiente. All'interno dell'ampia vetrina espositiva di That's Smart, l'edizione 2022 presenterà uno nuovo spazio interamente dedicato alla filiera della mobilità elettrica che troverà in MCE un nuovo palcoscenico per lo sviluppo del business in qualità di driver integrato tra le componenti necessarie per la trasformazione tecnologica ed efficiente dell'edificio.

MCE è organizzata da Reed Exhibitions, azienda leader a livello mondiale nel settore degli eventi, capace di coniugare occasioni di incontro face to face con dati e strumenti digitali per supportare i clienti nella conoscenza dei mercati, dei singoli prodotti e nella conclusione di trattative d'affari attraverso oltre 400 eventi in 22 paesi, al servizio di 43 settori industriali e con più di 7 milioni di partecipanti. Eventi organizzati grazie ad una grande competenza nel settore, la disponibilità di dati e di tecnologie che consentono ai propri clienti di incontrarsi in presenza o in digitale e generare miliardi di dollari di ricavi, utili per lo sviluppo economico dei mercati locali e delle economie nazionali di tutto il mondo. Reed Exhibitions fa parte di RELX Group plc, leader mondiale nella fornitura di soluzioni e servizi per clienti professionali in numerosi comparti di business.

NOI Techpark connette aziende, Università e Istituti di ricerca per innescare competitività e sviluppo in 5 settori: Green, Alpine, Food, Digital, Automation e Automotive. Sorto grazie a un investimento di 120 milioni della Provincia Autonoma di Bolzano, conta attualmente 70 aziende e 30 start-up, 4 Istituti di Ricerca (Fraunhofer Italia, Eurac Research, Agenzia CasaClima e Centro di Sperimentazione di Laimburg), 4 Facoltà della Libera Università di Bolzano (unica università italiana trilingue) e 30 laboratori scientifici di eccellenza. Occupa 500 persone altamente qualificate (+ 70% con master o PHD) e provenienti da ogni parte del mondo (si contano ben 15 lingue differenti). Supporta e mette in cooperazione tra loro attori e protagonisti dell'innovazione, dando impulso a progetti di R&S e favorendo l'accesso a partner, infra-strutture e finanziamenti. Fornisce consulenza alle aziende nel campo del management dell'innovazione. Offre assistenza alle start-up incubate, spazi di coworking, un centro congressi con sale modulari nonché aree da affittare e edificare. È aperto alla cittadinanza 7 giorni su 7 dalle 8 alle 22: un'area al piano terra, il NOISE, offre la possibilità a chiunque di usufrui-

re gratuitamente di postazioni di lavoro e meeting con connessione ad alta velocità. All'esterno grazie a una cavea a gradoni coperta ricavata sotto il Black Monolith possono essere organizzati incontri e spettacoli all'aperto. Negli anni a venire, sui previsti 12 ettari dell'areale, saranno realizzati altri moduli costruttivi. Dopo l'Istituto per la bio-medicina nel 2021, nel semestre invernale del 2022 sarà ultimata la nuova Facoltà di Ingegneria. Il nome "NOI" è l'acronimo del positioning, Nature of Innovation, che intende generare innovazione orientandosi all'esempio della Natura stessa: sostenibilità e capacità di adattamento sono i due concetti base. Il ciclo naturale della vita, la circolarità delle stagioni, la forza con cui la Natura ricerca e mette in atto i propri espedienti, i principi che la rendono tanto capaci di adattarsi e resistere sono trasferibili e la sfida di NOI Techpark è di integrare questo modello nell'agire e nei prodotti delle aziende. L'intero quartiere è il primo in Europa certificato LEED Gold, certificazione che garantisce la sostenibilità dell'intero progetto dal punto di vista ambientale. La facciata principale raggiunge il livello "Klimahaus Gold", l'intero edificio il livello A.





RWE Renewables Italia is among the top leaders in the energy sector operating 16 onshore wind farms with a capacity of more than 450 megawatts and a strong development pipeline. The sites are located for example in the south of Italy, Sardinia, Sicily and Tuscany and meet the energy consumption of over 380.000 Italian families with renewable energy, saving the emission of about 520.000 tons of CO2 per year. RWE has a team of over 100 people in Italy fully integrated along the value chain from origination of projects to engineering, construction, self-perform operations to commercialization. Italy represents one of the focus countries for RWE to expanding the production of renewable energies and contributing to the climate targets of the country.

RWE is one of the world's leading renewable energy companies. It has capacity of around 11 gigawatts based on renewable energy, including hydropower

and biomass as well as a highly efficient gas fleet and an international energy trading business. RWE wants to expand its position by investing in onshore and offshore wind power, photovoltaics and storage technologies. Between 2020 and 2022, RWE targets to invest €5 billion net in renewable energy and to grow its renewables portfolio to 13 gigawatts of net capacity. As a driver of the energy transition, the company is also focusing on innovative projects such as floating offshore and the production and use of hydrogen. The company employs around 20,000 people worldwide. RWE has a clear target: carbon neutrality by 2040. On its way there, the company has set itself ambitious targets for all activities that cause greenhouse gas emissions. The renowned Science Based Targets initiative has scientifically confirmed that these emission reduction targets are in line with the Paris Agreement.

save NRG è una ESCo, certificata ISO 9001 e UNI CEI 11352, attiva nel campo dell'efficienza energetica e della sostenibilità. Associata AsviS e Kyoto Club, grazie al suo know-how tecnologico che vanta un ampio portfolio di soluzioni per l'energy saving, aiuta i propri clienti ad implementare un sistema di gestione economica basato sulla green economy e sulla riduzione delle emissioni di CO2 così come previsto dal Protocollo di Kyoto e dall'Agenda ONU 2030.

Consapevole che la vera sfida di oggi sta nel saper progettare e programmare un futuro che sappia tradurre la sostenibilità in competitività, ha ampliato il portfolio tecnologico creando un nuovo programma di soluzioni per la riduzione dell'impatto ambientale: il Climate For Future. Il servizio com-

prende la verifica degli inventari GHG unita alla condivisione e al monitoraggio delle azioni sostenibili attraverso l'utilizzo della piattaforma di greenApes e di Planet Hub, l'app dedicata agli Energy Manager. Un pacchetto completo che è in grado di rispondere, in modo semplice ed efficace, alle esigenze delle imprese che vogliono investire nella propria brand reputation integrando i fattori ESG, cari a finanziatori e stakeholder, nel loro sistema di business.

Innovazione, pragmatismo e approccio olistico: sono queste le key strategies che fanno di save NRG il partner ideale per le aziende che vogliono affrontare questa delicata fase di transizione energetica investendo in un futuro più sostenibile, per tutti.

saveNRG
ENVIRONMENT IS
OUR FUTURE





Siamo una società di consulenza, con sede a Milano, fondata nel 2010 da professionisti di comprovata esperienza in campo ambientale, salute e sicurezza maturata anche in ambito internazionale.

Lo staff è composto da circa 20 dipendenti (ingegneri ambientali, chimici, scienziati ambientali, biologi e geologi), supportato da collaborazioni qualificate e continuative di specialisti multidisciplinari e aziende partner.

I punti di forza dell'azienda sono:

- Gestione dell'intero ciclo di vita del progetto;
- Competenze multidisciplinari;
- Approccio internazionale;
- Focus sul rapporto col cliente.

I principali servizi che SHELTER è in grado di fornire sono:

- Permitting;
- Compliance;
- Audit;
- Environmental Monitoring;
- Legal Advisor.

Il nostro impegno verso l'Ambiente, la Salute e la Sicurezza è attestato dall'adozione di un Sistema di Gestione integrato implementato secondo le norme ISO 9001, ISO 14001 e ISO 45001.

Operiamo in diversi settori produttivi: Oil&Gas, Power, Chemical&Pharmaceutical, Property&Development, Manufacturing e Food&Drink.

Terna S.p.A. è uno dei principali operatori europei di reti per la trasmissione dell'energia elettrica con oltre 74.400 km di linee gestite in Italia. Quotata in borsa dal 2004, Terna ricopre un ruolo centrale nel sistema elettrico italiano in quanto, in attuazione del Decreto Legislativo 79/99 e del DM 15/12/2010, è proprietaria della Rete elettrica di Trasmissione Nazionale in alta ed altissima tensione (RTN) e svolge il servizio pubblico per la trasmissione e il dispaccioamento, ovvero la gestione in sicurezza dei flussi di energia sulla rete.

La posizione unica di Terna nel panorama italiano permette una visione di lungo periodo dei sistemi energetici, consentendo al Gruppo di ricoprire un ruolo strategico e di assumere il ruolo di regista della transizione energetica. Il mondo dell'energia sta infatti vivendo un profondo cambiamento. La continua crescita delle fonti di produzione rinnovabili non programmabili unita alla progressiva dismissione degli impianti di generazione tradizionali ci mette davanti a nuove sfide e nuove opportunità, stimolandoci a sviluppare soluzioni innovative ad alta tecnologia e a modernizzare la rete per permettere la connessione tra molteplici produttori e consumatori.

Terna gestisce le proprie attività tenendo sempre in considerazione le loro possibili ricadute economiche, sociali ed ambientali e lavora costantemente per creare, mantenere e consolidare un rapporto di dialogo e di reciproca fiducia con tutti i suoi stakeholders, nell'intento di allineare gli interessi strate-

gici di sviluppo con le esigenze della collettività e coniugando eccellenza nel business e sostenibilità. In particolare, soprattutto in seguito alla grave crisi economica che ha interessato il paese a partire dallo scorso anno, Terna si propone come un promotore del rilancio economico italiano, attraverso gli effetti moltiplicativi del proprio ambizioso piano di investimenti (8,9 miliardi di euro nel Piano Industriale 2021-25) sul tessuto economico nazionale.

Forte delle competenze e dell'esperienza acquisite nella gestione della rete italiana e della sua esperienza nella progettazione e realizzazione di sistemi ICT complessi, il Gruppo è pronto a cogliere nuove opportunità di business, offrendo servizi di ingegneria, approvvigionamento e costruzione (EPC), esercizio e manutenzione (O&M), telecomunicazioni (TLC) e servizi digital. All'interno del Gruppo, Terna Energy Solutions s.r.l. è la società che si occupa delle attività non regolate dall'autorità competente sia con la finalità di creare valore per gli stakeholder, attraverso la valorizzazione del proprio know-how e lo sviluppo di tecnologie innovative, sia con l'obiettivo di migliorare l'efficienza energetica ed abilitare nuovi sistemi per la gestione efficiente del Sistema Elettrico Nazionale, coniugando il miglioramento dei risultati economici aziendali con la sostenibilità nel tempo degli stessi. Inoltre, a partire dal 2018, con l'acquisizione di Avvenia, società leader nel settore dell'efficienza energetica, Terna arricchisce l'offerta di soluzioni energetiche integrate e si propone come Energy Solution Provider.



Fondata nel 1957, Wood Italiana (in precedenza Foster Wheeler Italiana) è tra le più importanti società italiane a capitale privato di project management, progettazione e costruzione. Appartiene al gruppo Wood, leader globale nell'Engineering & Consulting nell'ambito Energy & Built Environment da oltre 160 anni, presente in oltre 60 paesi, con 40.000 persone e un fatturato di circa 8 miliardi di dollari.

Wood fornisce soluzioni orientate alla ottimizzazione delle prestazioni per tutto il ciclo di vita dell'investimento, con competenze specifiche nei settori delle infrastrutture sostenibili, della transizione energetica e della digitalizzazione.

Wood Italiana opera principalmente nei seguenti settori:

- Energia: sviluppo, progettazione, realizzazione e gestione di impianti per la produzione di energia elettrica, sia di tipo convenzionale che da fonti rinnovabili. In particolare nell'ambito del settore rinnovabili, la società è attiva con iniziative BOO (Build, Own and Operate) - attraverso partecipazioni o controllo diretto di alcune società - per lo sviluppo di impianti eolici e agro-fotovoltaici in Italia e all'estero;
- Impianti di Processo: Consulenza, progettazio-

ne e realizzazione di impianti petroliferi, petrolchimici e chimici, dalle fasi iniziali di indagini di mercato e studio di fattibilità sino alla progettazione di dettaglio, acquisto materiali, appalti e costruzione (EPC) e start-up;

- Forni e Caldaie Industriali: Progettazione, costruzione e installazione di fornì di processo per impianti di raffineria, di caldaie a recupero a valle di turbogas (HRSG) e a letto fluido, CO boilers, produzione di idrogeno attraverso il reforming con vapore (licenza propria), con basse emissioni di CO2, produzione di idrogeno rinnovabile con elettrolisi o tramite reforming di cariche liquide rinnovabili, processo di metanizzazione;
- Ambiente: Progettazione e realizzazione di impianti per la riqualificazione di aree degradate, bonifiche di siti contaminati e impianti di trattamento acque, analisi di rischio, audit ambientali, studi di impatto ambientale;
- Life Sciences: Progettazione e realizzazione di impianti farmaceutici per principi attivi (API), biotecnologie, ripartizione e confezionamento di prodotti farmaceutici (fill & finishing), laboratori e centri di ricerca.

Dopo la versione digitale del 2020, KEY ENERGY torna in presenza nel quartiere fieristico di Rimini per la sua 14° edizione, in programma dal 26 al 29 ottobre 2021, in contemporanea ad Ecomondo. La manifestazione di riferimento in Italia e nell'intera area del Mediterraneo su energie rinnovabili, sistemi di accumulo, efficienza energetica, rigenerazione urbana, mobilità elettrica e sostenibile, illuminazione e smart grid è pronta a cogliere l'importanza del momento storico che stiamo vivendo, mettendosi a disposizione come piattaforma di confronto e fabbrica di soluzioni. Tecnologie, policy pubbliche, expertise professionale, decisori: nelle sue quattro giornate di manifestazione KEY ENERGY diventa il luogo nel quale amministratori pubblici, energy manager, professionisti del mercato dell'energia, fleet manager, progettisti e costruttori si incontrano per confrontarsi sulle innovazioni e le opportunità del mercato nazionale e internazionale, anche alla luce delle leve previste e finanziate dal P.N.R.R., proprio nella fase in cui è necessario tradurre le linee guida generali in interventi concreti per favorire la ripartenza in un'ottica green e sostenibile. Gli obiettivi di decarbonizzazione che ci siamo dati su scala europea per il 2030 diventano una leva di sviluppo delle nostre economie e della nostra società, soprattutto grazie alla transizione energetica che avrà un ruolo determinante in tutto il processo.

Quattro le sezioni di KEY ENERGY distribuite su 20.000 metri quadri espositivi: produzione di energia da fonti rinnovabili (Wind, Solar & Storage), efficienza energetica nelle imprese e nei building (con un focus speciale sul super bonus 110%), mobilità elettrica e Sustainable City, l'iniziativa speciale sulla evoluzione degli ambienti urbani verso il modello della adaptive city, sempre più digitale, interconnessa, sostenibile e attenta alle esigenze della propria utenza. Key Energy si svolge in contemporanea ad Ecomondo ed è organizzata da Italian Exhibition Group SpA .Italian Exhibition Group (IEG), quotata sul Mercato Telematico Azionario organizzato e gestito da Borsa Italiana S.p.A., è leader in Italia nell'organizzazione di eventi fieristici e tra i principali operatori del settore fieristico e dei congressi a livello europeo, con le strutture di Rimini e Vicenza, oltre che nelle sue ulteriori sedi di Milano e Arezzo. Il Gruppo IEG si distingue nell'organizzazione di eventi in cinque categorie: Food & Beverage; Jewellery & Fashion; Tourism, Hospitality and Lifestyle; Wellness, Sport and Leisure; Green & Technology. IEG ha avviato un importante percorso di espansione all'estero, anche attraverso la conclusione di joint ventures con operatori locali (ad esempio negli Stati Uniti, Emirati Arabi e in Cina). Nel 2019 IEG ha totalizzato 48 manifestazioni e 190 congressi. www.iegexpo.it www.keyenergy.it

KEY ENERGY
THE RENEWABLE ENERGY EXPO

Note

Note

Note

Copyright 2015 © Politecnico di Milano - Dipartimento di Ingegneria Gestionale

Collana Quaderni AIP

Registrazione n. 433 del 29 giugno 1996 - Tribunale di Milano

Direttore Responsabile: Umberto Bertelè

Progetto grafico e impaginazione: Ntounas Stefano

Stampa: Tipografia Galli & C. s.r.l.

ISBN: 978 88 6493 060 2

Partner



wood.

Sponsor



Con il patrocinio di



STAMPATO SU
CARTA RICICLATA

ISBN: 978 88 6493 060 2