

RENEWABLE ENERGY

ENERGY EFFICIENCY

HYDROGEN INNOVATION

SMART MOBILITY

ZERO CARBON POLICY AGENDA

ELECTRICITY MARKET

CIRCULAR ECONOMY

ZERO CARBON TECHNOLOGIC PATHWAYS

DIGITALIZATION & DECARBONIZATION



REPORT

20

24

La ripresa è già finita? Sfide, rischi e opportunità per creare valore con le rinnovabili in Italia

RENEWABLE ENERGY

REPORT 2024

La ripresa è già finita?
Sfide, rischi e opportunità per creare
valore con le rinnovabili in Italia



Presentazione



In un mondo sostenibile e decarbonizzato la gestione innovativa dell'energia e della sostenibilità rappresentano le principali leve strategiche per la crescita e il benessere di imprese, istituzioni e cittadini.

Energy & Strategy supporta imprese, istituzioni e policy maker ad identificare le leve tecnologiche e strategiche in grado di trasformare le imprese in attori protagonisti della transizione ecologica attraverso un'estensiva attività di ricerca applicata e di consulenza strategica e manageriale.

Partner

agsm aim

alperia



BayWa r.e.

cdp 

COGENIO
we generate efficiency

 EDISON

 edp

EF
SOLARE
ITALIA 

 ELETTRICITÀ
FUTURA
imprese elettriche italiane

 Energy
intelligence
smart & green solutions

 ENGIE

eni 

 ERG
EVOLVING ENERGIES

 ESPE
Energy Expertise

 GALILEO

GRV Green
Resources
Value

INTESA  SANPAOLO

 neton
POWER

 NVA
Renewables

OBTON

RWE

sinergo

 Statkraft

 Terna

 VSB
energy for you

Patrocinatori



Team di progetto

TEAM DI PROGETTO

Davide Chiaroni

Responsabile della ricerca

Martino Bonalumi

Project Manager

ANALYST

Andrea Fumagalli

Marco Schiavottiello

Laura Sanchini

Federico Zucco

PROGETTO GRAFICO E IMPAGINAZIONE

Flávia Chornobai

Graphic Design Specialist

Arianna Fietta

Graphic Design Specialist

Nicolás Peña

Graphic Design Specialist

BOARD DI E&S

Vittorio Chiesa

Davide Chiaroni

Federico Frattini

Simone Franzò

Josip Kotlar

Paolo Mazza

La ripresa è già finita?

Sfide, rischi e opportunità

per creare valore con le

Rinnovabili in Italia

«tradizionali»

nuove «tipologie»

costi molto più elevati

agrivoltaico
fotovoltaico + SdA
eolico offshore

2. Trend tecnologici e di mercato e analisi del LCOE

scadenza: 2024

SSP

Scambio
Sul
Posto

ritorno dell'investimento:
10 anni con SSP x 17 - 18 anni senza SSP

1. I numeri delle rinnovabili in Italia

5,7 GW installati nel 2023

90 - 100€/MWh

Levelized Cost of Electricity

65 - 80€/MWh

si rischia una scarsa competitività delle aste del FER X

3. La normativa per lo sviluppo delle rinnovabili in Italia

PNIEC

di capacità di generazione da impianti rinnovabili al

2030

ritardi nella normativa

decreto Aree Idonee decreto FER X

crescita delle installazioni legate al Superbonus



5. Gli scenari di diffusione delle rinnovabili in Italia



2025 - 2026

ci si può aspettare un forte rallentamento delle installazioni

4. La filiera ed il "valore" delle rinnovabili in Italia

20% in altri Paesi europei

60% sul territorio italiano

25.000 aziende lungo la filiera

installazione di nuovi impianti + gestione del parco esistente

9-10 miliardi di €

eolico 28 GW

80 GW

fotovoltaico



OSSERVATORIO RENEWABLE ENERGY

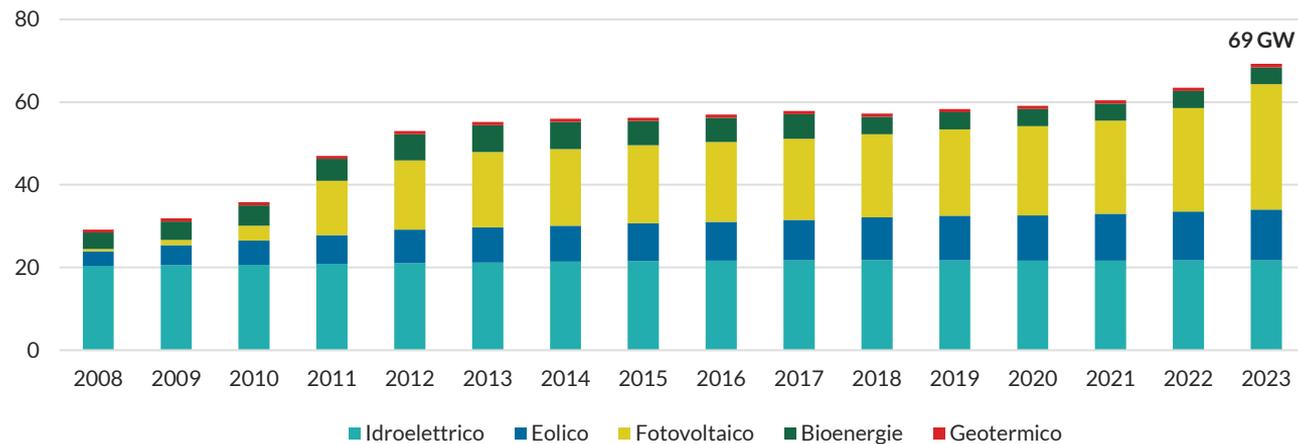
Indice

	Executive Summary	13
1	I numeri delle rinnovabili in Italia	22
2	Trend tecnologici e di mercato e analisi del LCOE	40
3	La normativa per lo sviluppo delle rinnovabili in Italia	60
4	La filiera ed il “valore” delle rinnovabili in Italia	72
5	Gli scenari di diffusione delle rinnovabili in Italia	84
6	Imprese Partner	94

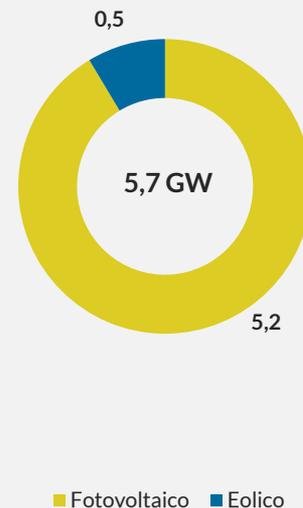
Executive Summary

Nel corso del 2023, l'Italia ha testimoniato un **notevole incremento nell'installazione di capacità di energia rinnovabile**, raggiungendo un record di **5,7 GW**. Questo rappresenta un significativo balzo in avanti rispetto agli anni precedenti, durante i quali le nuove installazioni sono state molto più modeste, con soli 1,3 GW nel 2021 e 3,0 GW nel 2022. Sebbene questo incremento sia positivo, è importante notare che **la quantità installata non è ancora allineata con gli obiettivi di decarbonizzazione fissati per il 2030**, come delineato nel Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC).

Evoluzione della capacità di generazione da rinnovabili in Italia dal 2008 in poi [GW]



Nuove installazioni nel 2023 [GW]



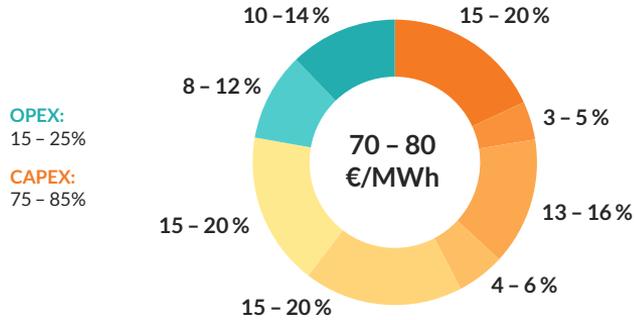
La ragione di questo mancato allineamento è soprattutto da ricercarsi nella **difficoltà di sviluppare il segmento degli impianti di grande taglia (costantemente ed anche recentemente sotto “attacco”, come dimostrato dal recente DI Agricoltura, che vieta il fotovoltaico “tradizionale” sui terreni agricoli, e dalla moratoria proposta dalla Regione Sardegna allo sviluppo delle rinnovabili)**, sia per il **fotovoltaico** che ovviamente per l'**eolico** (che non a caso ha dato un contributo di soli 500 MW alle installazioni 2023). **Gli impianti fotovoltaici di piccola taglia** rappresentano infatti oltre il **95% delle nuove installazioni** e coprono quasi la metà della potenza addizionale.

Le **aste del DM 04/07/2019** (decreto FER 1), hanno raggiunto una **saturatione del contingente** mediamente **inferiore al 40%** nei **13 bandi completati**, rappresentando quindi una opportunità “sprecata” per il nostro Paese.

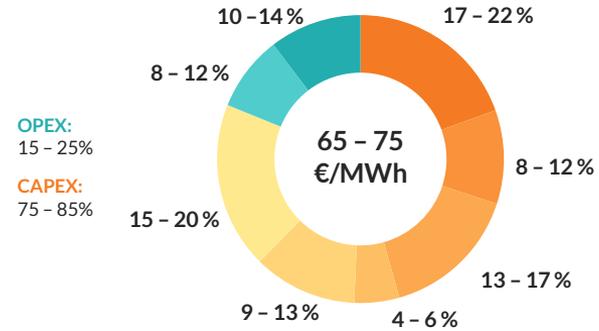
La ragione principale è da ricercarsi nelle **tariffe di riferimento** (inizialmente fissate a **70 €/MWh**), che non sono state sufficienti per adeguarsi all'aumento dei costi registrato a partire dal 2021. Questa problematica è stata almeno in parte risolta nel **13° bando**, quando la **tariffa di riferimento** è stata alzata a **77,6 €/MWh**, portando alla **saturatione del contingente** e l'entrata in posizione utile di progetti per circa **1 GW**, **ma probabilmente si è trattato di progetti «in attesa»** e per i quali non avrebbe avuto senso procrastinare ulteriormente i tempi e le incertezze legate al Decreto FER X.

Un aspetto cruciale da considerare è infatti il **Levelized Cost of Electricity (LCOE)** per gli impianti fotovoltaici ed eolici di grande taglia. Secondo l'analisi condotta da Energy & Strategy, **l'LCOE per il fotovoltaico si attesta tra i 65 e gli 80 €/MWh**, mentre per **l'eolico si registra un intervallo tra i 90 e i 100 €/MWh**.

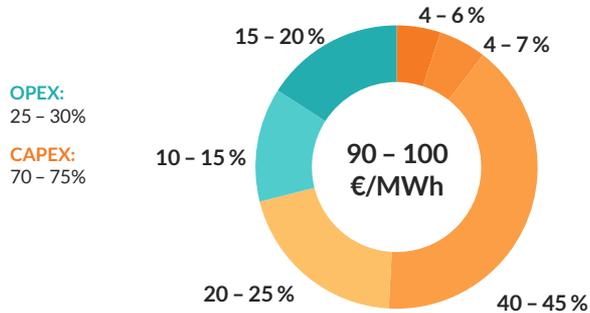
Ripartizione dell'LCOE nelle sue componenti per un impianto PV da 1-5 MW



Ripartizione dell'LCOE nelle sue componenti per un impianto PV da 20 MW



Ripartizione dell'LCOE nelle sue componenti per un impianto eolico da 20 MW



- Terreno
- Moduli
- Sviluppo
- O&M
- Connessione
- Inverter
- Altra componentistica
- Asset Management

Se si considera inoltre **la necessità di remunerazione del capitale di chi fa un investimento in impianti di grande taglia**, l'*LCOE adjusted* ossia il «valore soglia» per accettare l'investimento cresce di altri **5-10 €/MWh per ogni punto percentuale aggiuntivo di costo del capitale da remunerare**.

In questo modo – **se non si considera una adeguata base d'asta** – si **rischia una scarsa competitività delle aste del FER X**, con ancora scarse percentuali di partecipazione.

I valori in gioco devono essere ancora più elevati se si vogliono supportare nello sviluppo applicazioni innovative come l'**agrivoltaico** (che però ha un **LCOE tra i 95 e i 115 €/MWh**, a causa dei maggiori costi di investimento) o l'eolico offshore (che registra invece valori compresi tra **115 – 135 €/MWh** nella configurazione fissa e tra **150 – 180 €/MWh** in quella galleggiante)

Non è soltanto la base d'asta del FER X a rappresentare tuttavia un punto di discussione. Sono tante, forse troppe, le criticità della normativa italiana, con i ritardi ormai cumulati dal decreto **Aree Idonee** e l'incertezza sul futuro del meccanismo dello **Scambio sul Posto**.

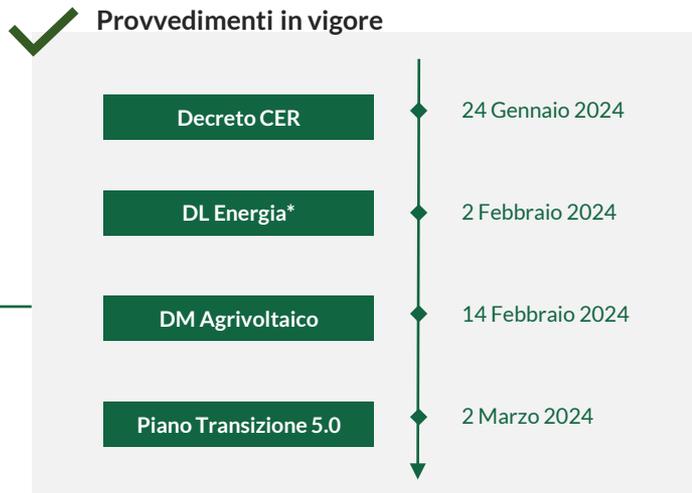
PNIEC - Scenario di policy

Settore elettrico

- Incentivi per **piccoli impianti** (< 1 MW) e promozione **autoconsumo collettivo e comunità energetiche**
- Incentivi per **grandi impianti** e promozione utilizzo strumenti come i *Contract for Difference* (CfD) e i *Power Purchase Agreements* (PPA)
- Realizzazione sistemi di generazione di energia **rinnovabile offshore** (PNRR)
- Promozione **agrivoltaico e agrisolare** (PNRR)
- Investimenti per *revamping, repowering* e riconversione impianti esistenti (semplificazioni autorizzative per impianti fotovoltaici e concessioni per idroelettrici e riconversione a **biometano degli impianti a biogas** - PNRR)

(*) Nota: si fa riferimento al DM 181/2023.

A che punto siamo?



? **Provvedimenti in attesa**

- Decreto Aree Idonee
- DM FER X
- DM FER 2

+ **Provvedimenti abilitanti**

- Decreto per la Piattaforma Aree idonee
- Piattaforma per il procedimento unico
- Testo Unico per il riordino della normativa FER

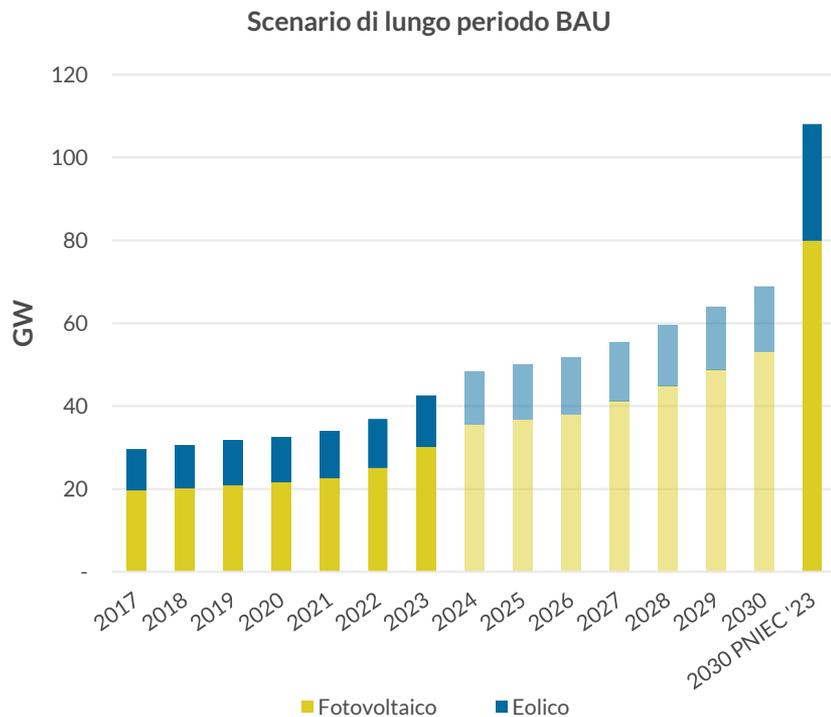
Bisogna infatti prestare attenzione anche alle taglie piccole e medie. Gli impianti **fotovoltaici di media-piccola taglia** (residenziali, commerciali e industriali) garantiscono una **buona redditività alle attuali condizioni di mercato**, con un **ritorno dell'investimento intorno ai 10 anni** per le casistiche analizzate. Tuttavia, qualora uno dei principali strumenti incentivanti, ossia lo **Scambio Sul Posto (SSP)**, dovesse **davvero terminare a fine 2024**, i risultati di tutti i casi analizzati, specialmente per commerciale e industriale, sarebbero significativamente peggiori. Si stima che il **tempo di ritorno dell'investimento** crescerebbe **dagli attuali 10 - 11 anni a 17 - 18 anni**, rendendo quindi molto difficile un investimento.

E non dimenticarsi dell'installato. Tra il **2016 e il 2020**, la **perdita di generazione «reale» degli impianti fotovoltaici in Italia** è stata pari all'**8%**, circa il **doppio della degradazione «fisiologica»**. In tale contesto, i **rifacimenti, i potenziamenti, e gli interventi di integrale ricostruzione** del parco rappresentano delle **leve significative verso la decarbonizzazione**. I **13 bandi per i rifacimenti** hanno mostrato però in media una **saturazione del contingente del 10%**, e hanno incentivato **solo circa 15 MW di capacità eolica**. Inoltre,

solamente **210 MW di impianti eolici** sono stati incentivati tramite le **aste per le integrali ricostruzioni e i potenziamenti**.

Il rischio, quanto mai concreto, è che la “vampata” di crescita del triennio 2021-2023 sia destinata a svanire. **Nel biennio (2025 - 2026) ci attendiamo un forte rallentamento delle installazioni**, dovuto ai ritardi normativi nell'approvazione dei decreti incentivanti e di quelle misure «abilitanti», che stanno causando problematiche per gli impianti di grande taglia. Questo porta le stime per le nuove installazioni nel 2025-2026 a circa **1 - 1,5 GW all'anno per il fotovoltaico** e a **400 - 500 MW per l'eolico**, ben distanti da, rispettivamente, **7 GW e 2 GW all'anno** necessari per raggiungere gli obiettivi del PNIEC al 2030.

Qualora le criticità attualmente presenti non venissero risolte, ricadremmo in uno **scenario «BAU»** per cui, al 2030, pur con una crescita dell'installato fotovoltaico ed eolico, mancheremmo ampiamente gli obiettivi: si stima infatti di poter arrivare solo intorno a **70 GW complessivi** tra fotovoltaico ed eolico.

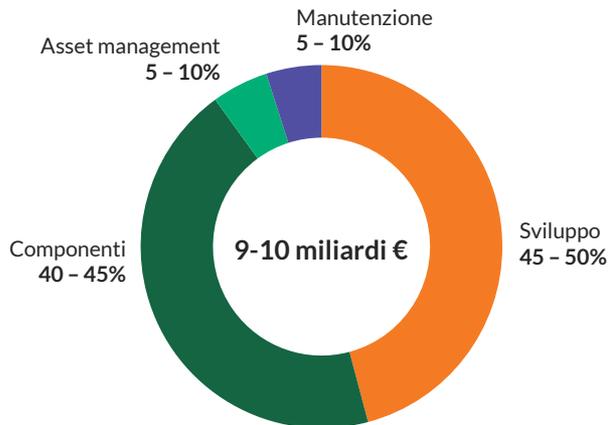


È un rischio che non possiamo correre, visto l'impatto delle rinnovabili (anche a dispetto di quanto solitamente indicato) nel nostro Paese. Fotovoltaico ed eolico hanno contribuito a generare un volume d'affari di 9 - 10 miliardi di € nel corso del 2023 per attività legate all'installazione di nuovi impianti e alla gestione del parco esistente.

Di questi, abbiamo stimato con il nostro studio che oltre il 60% sia rimasto ad aziende localizzate sul territorio italiano, e un ulteriore 20% in altri Paesi europei.

In Italia vi sono oltre 25.000 aziende che operano sul territorio per attività legate allo sviluppo, gestione o manutenzione degli impianti rinnovabili o relativamente alla componentistica (nonostante la produzione domestica di moduli e turbine sia quasi trascurabile), includendo quindi la produzione di inverter e altra componentistica elettrica, strutture e materie prime necessarie per le installazioni.

Valore generato dalla filiera delle rinnovabili nel 2023

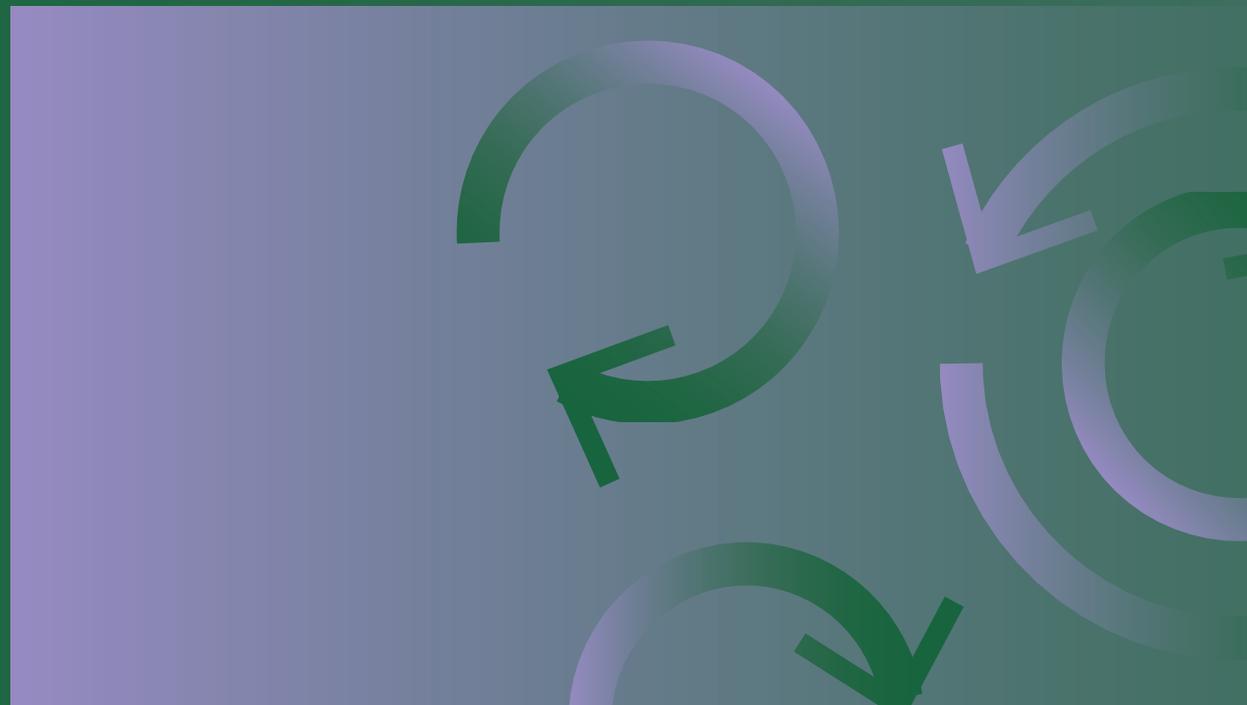


Quota della filiera Italiana



Questo impatto è comunque significativo, nonostante esista indubbiamente un problema legato alla «europeità» o «italianità» della filiera delle rinnovabili (in particolar modo alle componenti «fondamentali» di fotovoltaico ed eolico, ovvero moduli e turbine), che però non ci deve far perdere di vista il resto della filiera e delle sue ricadute.

Massimizzare i benefici delle rinnovabili è essenziale per affrontare le sfide attuali e creare un ambiente normativo ed economico favorevole alla crescita del settore. Solo attraverso un impegno continuo e coordinato da parte dei decisori politici, delle istituzioni e degli attori del settore, l'Italia potrà realizzare il suo pieno potenziale nelle fonti rinnovabili e raggiungere gli ambiziosi obiettivi di decarbonizzazione e sostenibilità energetica che si è data.



I numeri delle rinnovabili in Italia

CAP.

01



messaggi chiave

I 5,7 GW di rinnovabili installati nel 2023 rappresentano il valore di nuove installazioni più alto dal 2012. Tale valore **non è ancora in linea** con la «**tabella di marcia**» per raggiungere gli **obiettivi** di decarbonizzazione al 2030, ma rappresenta comunque **un passo in avanti rispetto al trend** rilevato negli anni scorsi: infatti nel 2021 e nel 2022 le nuove installazioni rinnovabili sono state pari rispettivamente a 1,3 e 3,0 GW.

Gli impianti fotovoltaici di piccola taglia rappresentano però oltre il **95% delle nuove installazioni** e coprono quasi la metà della potenza addizionale, mentre gli impianti rinnovabili **utility scale** hanno coperto solamente un quarto della potenza addizionale. Tali dati sottolineano le **difficoltà incontrate** nel Paese per **completare progetti di nuovi impianti di grande taglia**, fondamentali per **completare la transizione energetica**.

Le aste del **DM 04/07/2019** (decreto FER 1), hanno raggiunto una **saturatione del contingente** mediamente **inferiore al 40%** nei **13 bandi completati**. Di conseguenza, tale meccanismo ha rappresentato una **spinta per le rinnovabili non sfruttata interamente** dal Paese. La ragione principale è da ricercarsi nelle **tariffe di riferimento** (inizialmente fissate a **70 €/MWh**), che non sono state sufficienti per adeguarsi all'aumento dei costi registrato a partire dal 2021. Questa problematica è stata almeno in parte risolta nel **13° bando**, quanto la **tariffa di riferimento** è stata alzata a **77,6 €/MWh**, portando alla **saturatione del contingente** e l'entrata in posizione utile di progetti per circa **1 GW**, **ma probabilmente si è trattato di progetti «in attesa»** e per i quali non avrebbe avuto senso procrastinare ulteriormente i tempi e le incertezze legate al Decreto FER X.

Nel frattempo, il meccanismo «privato» dei **PPA** è **cresciuto significativamente**, avendo registrato dei **volumi** contrattualizzati **più che raddoppiati nell'ultimo quinquennio**, ed ha raggiunto circa **1 GW di PPA firmati nel 2023**. Tuttavia anche su questo strumento sarà importante valutare l'effetto del Decreto FER X, la cui **tariffa incentivante** rappresenterà una potenziale **alternativa ai PPA**.

Tra il **2016 e il 2020**, la **perdita di generazione** degli impianti **fotovoltaici** è stata pari all'**8%**, circa il **doppio della degradazione «fisiologica»**. In tale contesto, i **rifacimenti**, i **potenziamenti**, e gli **interventi di integrale ricostruzione** del parco rappresentano delle **leve significative verso la decarbonizzazione**.

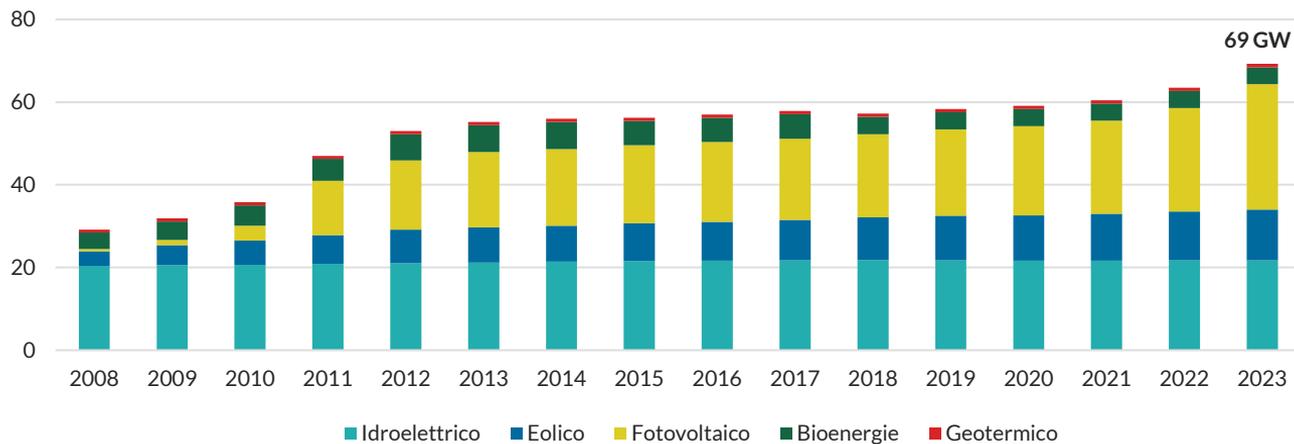
I **13 bandi per i rifacimenti** hanno mostrato in media una **saturatione del contingente del 10%**, e hanno incentivato **solo circa 15 MW di capacità eolica**. Inoltre, solamente **210 MW di impianti eolici** sono stati incentivati tramite le aste per le **integrali ricostruzioni** e i **potenziamenti**.

Anche il **sondaggio fatto da Energy & Strategy**, ed i cui **rispondenti** possiedono una **capacità fotovoltaica ed eolica di oltre 7,5 GW**, ha **confermato la scarsa diffusione degli interventi sull'installato**, anche se con evidenze diverse. Tra coloro che possiedono **impianti eolici**, solo il **30%** ha **effettuato interventi**, con una prevalenza per le **integrali ricostruzioni**. Tra coloro che possiedono **impianti fotovoltaici**, nonostante l'impossibilità di partecipare ai bandi, **metà dei rispondenti** ha effettuato interventi, con una prevalenza per i **rifacimenti**.

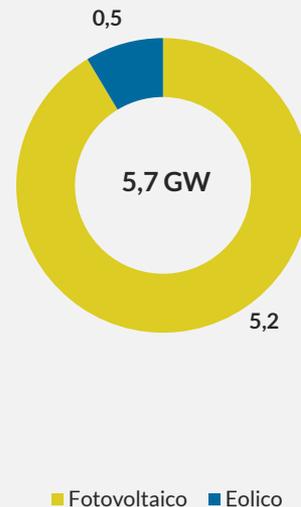
Andamento installazioni rinnovabili e «gap» rispetto ai target

A fine 2023 in Italia ci sono complessivamente circa **69 GW di rinnovabili installate**, con il fotovoltaico che ha superato i 30 GW e l'eolico poco sopra i 12 GW. Queste ultime sono le uniche fonti in crescita: in particolare, il **fotovoltaico ha visto installazioni più che raddoppiate** se confrontate con l'anno precedente (**5,2 GW nel 2023 rispetto ai 2,5 GW del 2022**), mentre per l'**eolico il valore riscontrato nel 2023 è in linea con gli 0,5 GW installati nel 2022**.

Evoluzione della capacità di generazione da rinnovabili in Italia dal 2008 in poi [GW]



Nuove installazioni nel 2023 [GW]



Andamento installazioni rinnovabili e «gap» rispetto ai target

Gli impianti di taglia inferiore ai 20 kW hanno rappresentato oltre il 95% delle nuove installazioni fotovoltaiche nel 2023 e hanno coperto quasi la metà della capacità aggiuntiva. Tale segmento di mercato è quello cresciuto a maggiore velocità, avendo visto incrementare di nove volte rispetto al 2020 la potenza annua aggiuntiva, sostenuto significativamente dal Superbonus.

La capacità aggiuntiva da impianti fotovoltaici utility scale ha superato 1 GW nel 2023, mentre per l'eolico, pur triplicando il valore del 2020, si è fermata a 400 MW, sottolineando le difficoltà incontrate nel completare progetti di impianti di grande taglia.

Fonte: TERNA

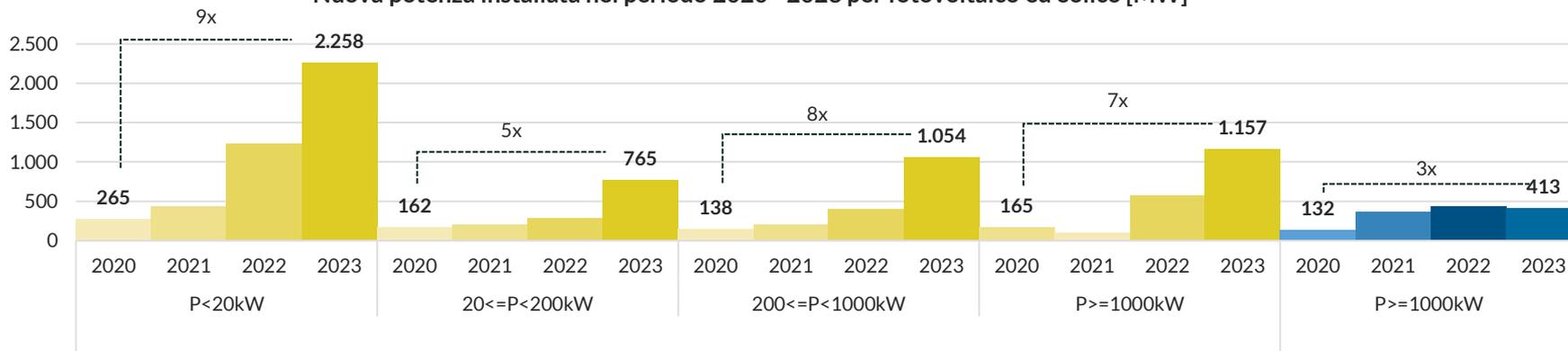


Fotovoltaico



Eolico

Nuova potenza installata nel periodo 2020 - 2023 per fotovoltaico ed eolico [MW]

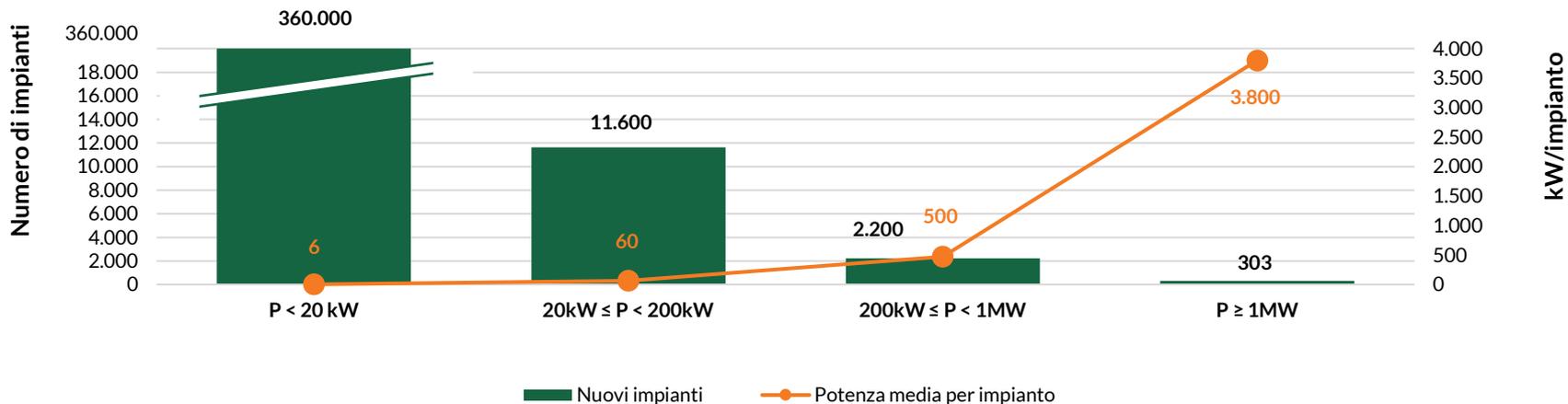


Andamento installazioni rinnovabili e «gap» rispetto ai target

Focalizzandosi sugli impianti fotovoltaici, risulta che oltre **370.000** impianti sono stati installati nel 2023. Di questi, gli impianti di taglia inferiore ai 20 kW, caratterizzati da una potenza media per impianto di **6 kW**, rappresentano il **92%** delle installazioni totali. Inoltre, si registrano circa **13.800** nuovi impianti tra i 20 kW e 1

MW, afferenti cioè al settore cosiddetto *commercial & industrial* (C&I), per una potenza equivalente di circa **1,8 GW**. Infine, sono stati installati **303** nuovi impianti di potenza superiore a 1 MW, che coprono una potenza attorno a **1,1 GW**.

Nuovi impianti e potenza media per impianto (2023)



Fonte: TERNA

Andamento installazioni rinnovabili e «gap» rispetto ai target

I valori fatti registrare nel 2023 sono tuttavia ancora **inferiori (soprattutto per l'eolico) al tasso di installazioni** che servirebbe per raggiungere i **target del PNIEC**, che prevede di raggiungere **108 GW complessivi tra fotovoltaico ed eolico al 2030**. Ipotizzando installazioni costanti, questo si traduce in un **obiettivo di installazioni di 7,1 GW all'anno di fotovoltaico e 2,3 GW all'anno di eolico**: si può notare come **questi numeri siano lontani, specialmente per l'eolico, rispetto alle installazioni del 2023**. Ancor più sfidante è lo scenario proposto da **Eletrricità Futura (EF)** al 2030, che prevede **125 GW di capacità complessiva da fotovoltaico ed eolico al 2030 (+ 8 GW e + 3,7 GW all'anno rispettivamente)**.



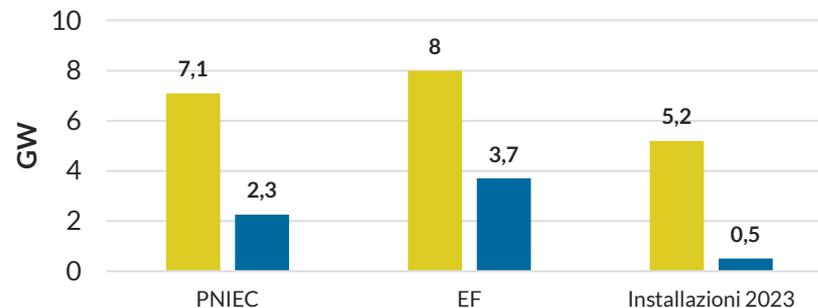
Fotovoltaico



Eolico

	2023 Stato attuale	2030 Scenario PNIEC	2030 Scenario EF
Fotovoltaico	30 GW	80 GW	86 GW
Eolico	12 GW	28 GW	38 GW

Tasso necessario per raggiungere i target [GW/anno] vs. Installazioni 2023



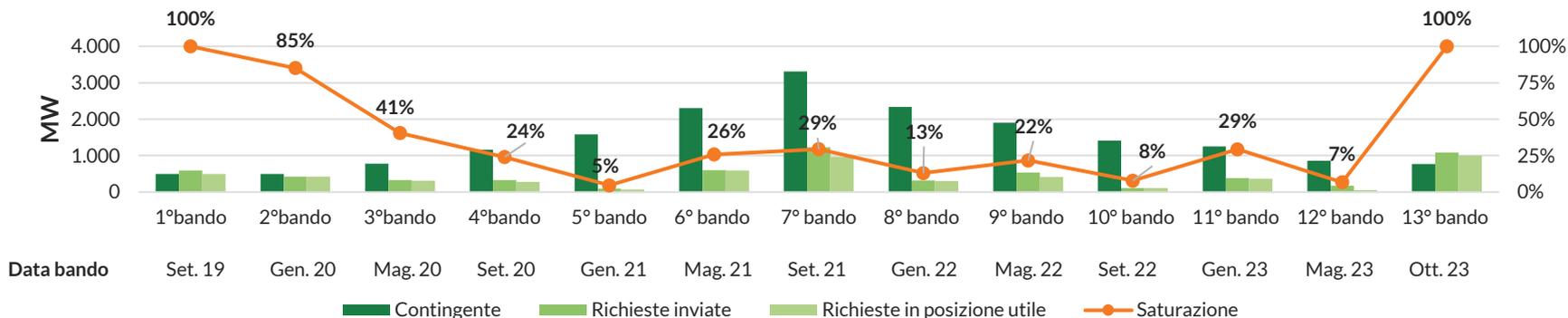
L'andamento delle aste del Gruppo A

Dopo aver attraversato un **trend complessivamente decrescente** fino al 12° bando e una **saturazione media** del contingente pari al 20% dal 3° al 12° bando, la **saturazione del contingente** delle aste del Gruppo A⁽¹⁾ è tornata al **100%** nell'ultimo bando.

La causa principale è da ritrovarsi nelle **tariffe di riferimento**, fissate a **70 €/MWh** dal 1° al 4° bando e, successivamente, a **66,5 €/MWh** fino al 12° bando: queste non si sono rivelate adeguate in

seguito all'**andamento crescente** dei **prezzi delle materie prime** e dell'**energia**, ed al **costo delle autorizzazioni** avvenuto dal 2021 in avanti, costituendo una **barriera** verso la **partecipazione alle aste** da parte degli operatori. Nel 13° bando, in concomitanza con l'aggiornamento della **tariffa di riferimento a 77,6 €/MWh**, si è invece osservata una «**sovra-saturazione**» del **contingente disponibile**, arrivando a **1.001 MW** di impianti in posizione utile.

Risultati delle aste del Gruppo A



(1) Il gruppo A comprende: i) gli impianti eolici "on-shore" di nuova costruzione, integrale ricostruzione, riattivazione o potenziamento e ii) fotovoltaici di nuova costruzione. Fonte: GSE

Il mercato dei PPA in Europa e in Italia

Il volume di PPA firmati in Europa si è quasi quintuplicato negli ultimi 6 anni e ha raggiunto i **16 GW di capacità contrattualizzata** nel 2023. Le aziende consumatrici finali hanno guidato la crescita dei PPA, avendo firmato come *offtaker* il **65% dei volumi dal 2018 al 2023**.

Nello stesso periodo, il volume di PPA firmati in Italia è cresciuto di 7 volte e ha raggiunto circa **1 GW di capacità contrattualizzata** nel 2023. Le utility hanno guidato la crescita dei PPA, avendo firmato come *offtaker* il **63% dei volumi firmati dal 2018 al 2023**.

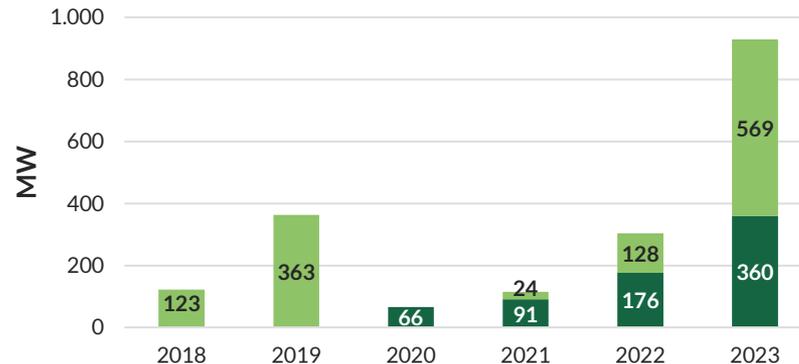
Fonte: Pexapark

- Utility
- Corporate

Volumi di PPA firmati in Europa



Volumi di PPA firmati in Italia



Il confronto con gli operatori sui PPA (1/2)

Per investigare il punto di vista degli operatori sui PPA, è stata redatta un'apposita *survey* inviata sia a compratori che a venditori in Italia. Ai **rispondenti**, che hanno firmato nel 2023 una **quantità di PPA equivalente a oltre il 50% del volume complessivo contrattualizzato in Italia**, è stato chiesto un parere su diversi

punti, tra cui i **fattori che ostacolano la diffusione dei PPA**. Tra questi, sono emerse numerose **barriere di tipo economico-finanziario e tecnico**. Si riportano di seguito le principali barriere emerse dalla prospettiva di un compratore.

	Label	Commento
Economico-finanziarie	Difficoltà nella valutazione economica nel lungo termine	La valutazione della convenienza economica di un PPA nel lungo termine risulta complessa , in particolare per coloro i quali hanno meno esperienza nell'ambito dei mercati energetici, come dimostrato dall'elevata volatilità del prezzo dell'energia elettrica registrato negli ultimi anni.
Tecniche	Poca esperienza e complessità della materia	La limitata esperienza in tema di PPA, associata alla complessità del tema, rappresenta una barriera per gli <i>offtaker</i> .
	Preferenza da parte dei venditori per profili <i>pay-as-produced</i>	La preferenza dei venditori per profili di tipo <i>pay-as-produced</i> non risulta essere in linea con il punto di vista dei compratori, che tendono invece a preferire dei PPA con profilo di tipo <i>pay-as-consumed</i> .

Il confronto con gli operatori sui PPA (2/2)

Dal punto di vista di un venditore, le barriere evidenziate sono invece le seguenti:

	Label	Commento
Economico-finanziarie	Prezzi dei PPA in riduzione	Il trend decrescente dei prezzi dei PPA osservato in Italia nel corso degli ultimi mesi, in concomitanza con il «ritorno» dei prezzi dell'energia elettrica su livelli precedenti alla guerra in Ucraina, rappresenta un fattore che rende meno appetibile la firma di un PPA per i venditori.
	Limitata solidità finanziaria dell'acquirente	La limitata solidità finanziaria dell'offtaker è un fattore ostacolante siccome rende il progetto meno «bancabile».
	Scarsa propensione dei compratori per PPA di lungo termine	La preferenza dei compratori per i PPA caratterizzati dalle durate inferiori (< 5 anni) rappresenta una differenza rispetto alle preferenze dei venditori, che tendono invece a preferire PPA dai 10 anni in su.
Tecniche	Limitata standardizzazione dei contratti	Le specificità insite in ciascun contratto ne rendono dispendiosa la redazione, con effetti negativi sulla diffusione dei PPA.
	Preferenza da parte dei compratori per profili <i>pay-as-consumed</i>	La preferenza dei compratori per profili di tipo pay-as-consumed non risulta essere in linea con il punto di vista dei venditori, che tendono invece a preferire dei PPA con profilo di tipo pay-as-produced .
Normative	Tariffe del FER X potenzialmente più vantaggiose	Le tariffe incentivanti del FER X, in ottica prospettiva, rappresentano un'alternativa potenzialmente più vantaggiosa dal punto di vista economico rispetto ai PPA per i venditori.

Gli interventi sull'installato

Gli interventi di gestione dell'installato comprendono i rifacimenti, i potenziamenti, e le integrali ricostruzioni. Si riportano di seguito le definizioni del Legislatore per le tre tipologie di interventi con i relativi meccanismi incentivanti, corredate da una lista di interventi tipici emersi dal confronto con gli operatori.

	Rifacimenti	Potenziamenti	Integrali ricostruzioni
Definizione normativa ⁽¹⁾	Intervento finalizzato al mantenimento in piena efficienza produttiva dell'impianto e può includere sostituzioni, ricostruzioni e lavori di miglioramento di varia entità e natura, da effettuare su alcuni dei principali macchinari ed opere costituenti l'impianto	È l'intervento che prevede la realizzazione di opere sull'impianto volte ad aumentarne la potenza . Il produttore deve dimostrare che la potenza dopo l'intervento risulti incrementata di almeno il 10%	È l'intervento che prevede la realizzazione di un impianto alimentato da fonti rinnovabili in un sito sul quale, prima dell'avvio dei lavori, preesisteva un altro impianto di produzione di energia elettrica , del quale può essere riutilizzato un numero limitato di infrastrutture e opere preesistenti .
 Esempi di interventi	Sostituzione moduli; sostituzione Inverter	Sostituzione moduli e inverter con incremento della potenza installata	Sostituzione moduli, inverter, e strutture di sostegno
 Esempi di interventi	Sostituzione turbine (reblading)	Sostituzione turbine (reblading) con incremento della potenza installata	Rifacimento dell'impianto con turbine di nuova generazione ⁽²⁾
Meccanismo Incentivante	Aste Gruppo C del D.M. 04/07/2019, solo per eolico	Aste Gruppo A del D.M. 04/07/2019, solo per eolico ⁽³⁾	Aste Gruppo A del D.M. 04/07/2019, solo per eolico

(1) Dal D.M. 23 Giugno 2016. (2) L'avanzamento tecnologico registrato dagli impianti eolici nel corso degli ultimi anni permette l'installazione di un minor numero di turbine di maggiore potenza e producibilità. (3) Il gruppo A è lo stesso gruppo degli impianti di nuova costruzione.

L'importanza degli interventi di gestione dell'installato

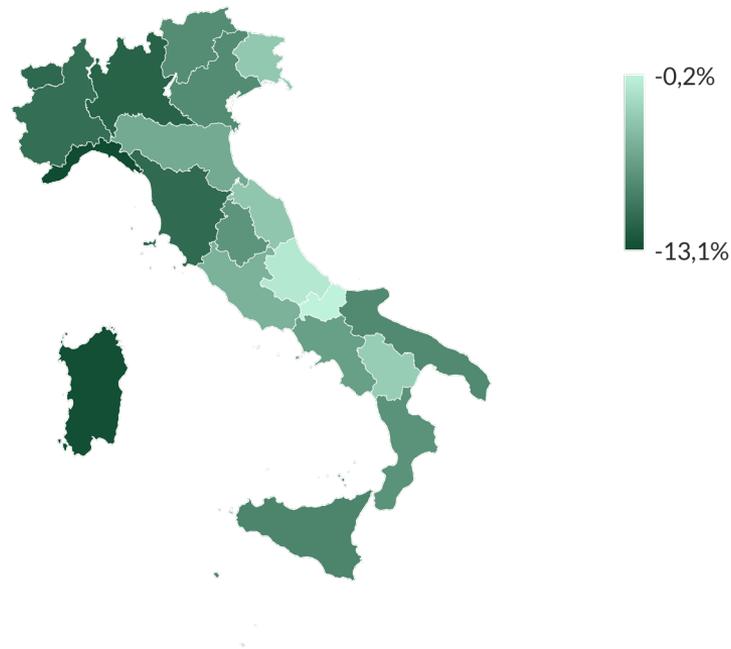
La perdita di generazione degli impianti fotovoltaici in Italia tra il 2016 e il 2020, è stata di circa l'8%, che si traduce in circa 2 TWh annui di elettricità.

Tale perdita è pari a circa il **doppio** di quella che sarebbe dovuta alla **degradazione «fisiologica»** degli impianti, stimata attorno allo 0,7% all'anno.

In tal senso, **gli interventi di gestione dell'installato** risultano di **significativa importanza** anche **per contrastare la perdita di generazione** del parco installato e per **contribuire agli obiettivi di decarbonizzazione**.

Questo assume ancor più rilevanza considerando che, al 2030, **circa un terzo della capacità fotovoltaica** e **la metà della capacità eolica attualmente installate** saranno vicine alla fine della vita utile.

La perdita di generazione del parco fotovoltaico dal 2016 al 2020



Fonte: rielaborazione Energy & Strategy su dati TERNA

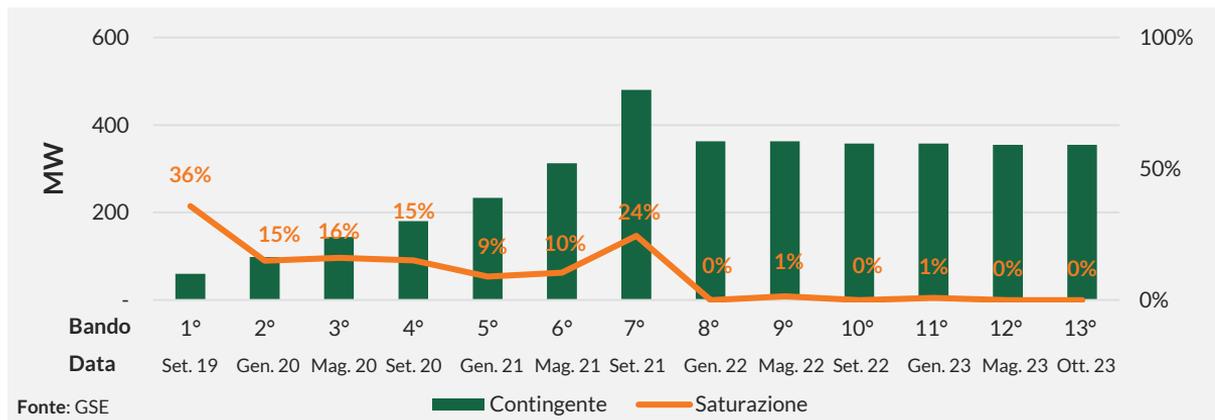
La diffusione degli interventi sull'installato

Le aste del **Gruppo C**, riservate agli **interventi di rifacimento di impianti eolici**, idroelettrici e a gas depurati (quindi con **l'importante esclusione del fotovoltaico**), hanno mostrato una **scarsa partecipazione da parte degli operatori**, con la saturazione del contingente mai superiore all'1% dall'ottavo bando in poi e una **capacità incentivata di circa 260 MW** nel corso dei 13 bandi

effettuati, di cui solamente **15 MW** hanno interessato degli **impianti eolici**.

Inoltre, solamente **210 MW di impianti eolici** sono stati incentivati tramite le **aste del Gruppo A** dedicate agli **interventi di integrale ricostruzione o potenziamento**.

I risultati delle aste del Gruppo C (rifacimenti)



Interventi complessivamente incentivati nei 13 bandi



- 15 MW di rifacimenti
- 210 MW di integrali ricostruzioni o potenziamenti



- Nessun intervento incentivato

Il confronto con gli operatori

L'analisi empirica è stata completata con un **sondaggio**, i cui rispondenti possiedono o gestiscono una capacità fotovoltaica di oltre 3 GW e una capacità eolica di circa 4,6 GW

La diffusione degli interventi sull'installato



Tra coloro che possiedono impianti eolici, solamente il **30% ha già effettuato interventi**, anche sfruttando i CfD dalle **aste per il Gruppo A** e per il **Gruppo C** del D.M. 04/07/2019. Gli **interventi più diffusi** sono le **integrali ricostruzioni**, anche grazie alla possibilità di partecipare alle aste del Gruppo A, lo stesso degli impianti di nuova costruzione



Tra coloro che possiedono **impianti fotovoltaici**, nonostante l'**impossibilità di partecipare alle aste** per incentivare gli interventi sull'installato, **metà dei rispondenti ha già effettuato tali interventi**, con una **prevalenza per i rifacimenti**. Gli operatori affermano che **vincoli stringenti** devono essere rispettati in occasione di tali interventi, quali quello di **non incrementare l'area occupata dai moduli**.

Le barriere verso gli interventi sull'installato

Economiche



Elevato costo del denaro



Tariffe dei *contract for difference* insufficienti

Di mercato



Complessità nella catena di approvvigionamento dei componenti



Filiera degli installatori insufficiente

Tecniche



Elevate dimensioni dei nuovi moduli che impongono interventi sulle strutture di montaggio

Normative



Difficoltà nell'ottenere la connessione alla rete



Presenza di vincoli normativi stringenti



Difficoltà nell'ottenimento delle autorizzazioni

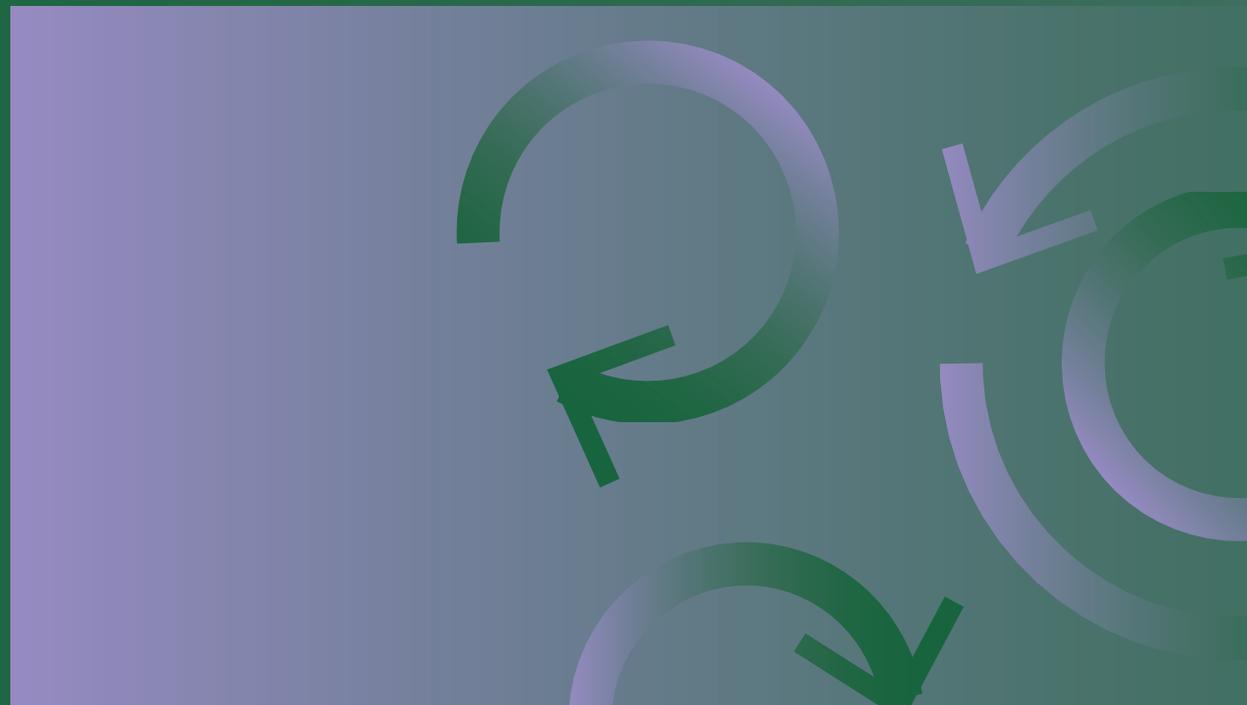
Legenda:



Barriere per impianti PV



Barriere per impianti eolici



Trend tecnologici e di mercato e analisi del LCOE

CAP.

02



messaggi chiave

L'analisi del *Levelized Cost of Electricity* (LCOE) condotta per gli impianti fotovoltaici ed eolici di grande taglia mostra valori per il fotovoltaico tra 65 e 80 €/MWh e per l'eolico intorno a 90 – 100 €/MWh.

Quest'ultimo, in particolare, sta “soffrendo” una crescita dei prezzi lungo la filiera che hanno portato ad un incremento dell'LCOE nel corso degli ultimi anni, in controtendenza con il trend di lungo periodo che ha comunque visto una forte riduzione dei costi delle rinnovabili (specialmente di fotovoltaico ed eolico).

Se si considera inoltre la necessità di remunerazione del capitale di chi fa un investimento in impianti di grande taglia, l'LCOE *adjusted* ossia il «valore soglia» per accettare l'investimento cresce di altri 5-10 €/MWh per ogni punto percentuale aggiuntivo di costo del capitale da remunerare.

In questo modo si rischia una scarsa competitività delle aste del FER X, con ancora scarse percentuali di partecipazione.

Gli impianti **fotovoltaici di media-piccola taglia** (residenziali, commerciali e industriali) garantiscono una **buona redditività alle attuali condizioni di mercato**, con un **ritorno dell'investimento intorno ai 10 anni** per le casistiche analizzate.

Tuttavia, qualora uno dei principali strumenti incentivanti, ossia lo **Scambio Sul Posto (SSP)**, dovesse **davvero terminare a fine 2024**, i risultati di tutti i casi analizzati, specialmente per commerciale e industriale, sarebbero significativamente peggiori. Si stima che il **tempo di ritorno dell'investimento** crescerebbe **dagli attuali 10 – 11 anni a 17 – 18 anni**, rendendo quindi molto difficile un investimento.

Sarà quindi importante trovare **strumenti normativi adeguati** per sostenere questa tipologia di installazione, che negli ultimi anni si è dimostrata fondamentale per il raggiungimento dei target di decarbonizzazione del settore energetico.

Oltre a fotovoltaico ed eolico «tradizionali», sono state analizzate nuove «tipologie» di impianti, quali **l'agrivoltaico, il fotovoltaico accoppiato ad un sistema di accumulo (SdA) e l'eolico offshore**, con un focus su quello **galleggiante**.

Tutte le tecnologie registrano **costi molto più elevati** rispetto alla configurazione tradizionale:

- Per **l'agrivoltaico** si stima un **LCOE tra i 95 e i 115 €/MWh**, a causa dei maggiori costi di investimento;
- **L'eolico offshore** registra invece valori compresi di **115 – 135 €/MWh** nella configurazione fissa e di **150 – 180 €/MWh** in quella **galleggiante**.

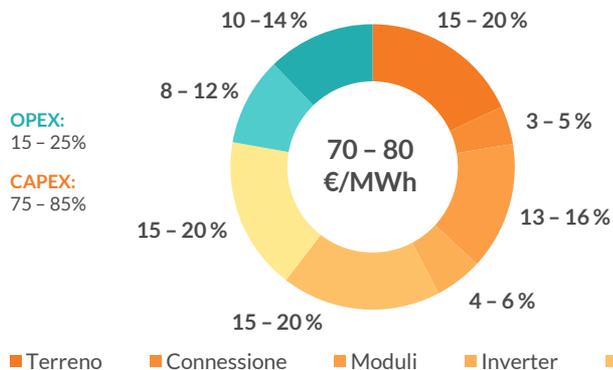
Anche i **Sistemi di Accumulo**, necessari per **stabilizzare la rete** al crescere della penetrazione di rinnovabili non programmabili, ad oggi comportano un **incremento consistente dei costi**, con un LCOE per gli impianti integrati (fotovoltaico ed eolico + sistemi di accumulo) stimato di **120 – 140 €/MWh**.

L'analisi dell'LCOE per il fotovoltaico di taglia utility

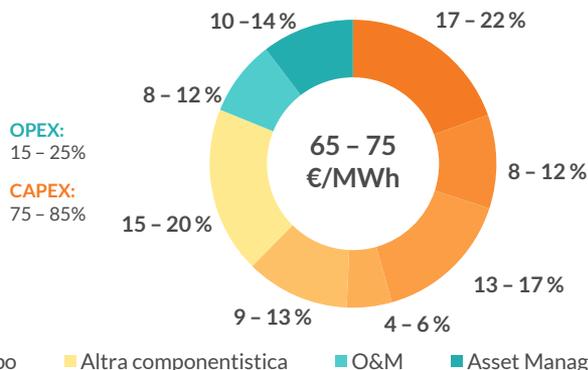
Nei grafici sottostanti viene mostrato come i **costi legati a un impianto fotovoltaico di taglia utility** contribuiscano in percentuali diverse al valore dell'LCOE. In particolare vengono considerate **due taglie**: una compresa tra **1 - 5 MW**, l'altra da **20 MW**, dove la principale differenza risiede nei **maggiori costi di connessione per un impianto**

di taglia superiore a 10 MW, che però sconta anche maggiori economie di scala per le altre componenti. Questo comporta un LCOE per un impianto fotovoltaico da 1 - 5 MW pari a **70 - 80 €/MWh**, leggermente superiore a quello per un impianto da 20 MW pari a **65 - 75 €/MWh**, con differenze di circa il 10% tra Nord e Sud.

Ripartizione dell'LCOE nelle sue componenti per un impianto PV da 1-5 MW⁽¹⁾



Ripartizione dell'LCOE nelle sue componenti per un impianto PV da 20 MW⁽²⁾



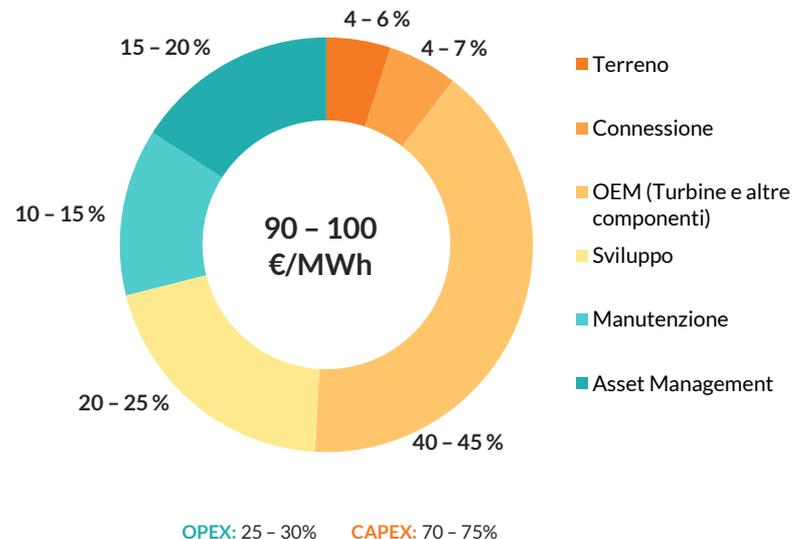
Per il calcolo dell'LCOE sono state fatte le seguenti assunzioni: (1) CAPEX 1.000 - 1.200 €/kW, OPEX 20 - 24 €/kW/anno. (2) CAPEX 900 - 1.100 €/kW, OPEX 18 - 22 €/kW/anno. Per entrambe le taglie è stato considerato una produttività tra 1.500 - 2.000 h_{eq}/anno, una perdita di generazione dello 0,4%/anno, tasso di sconto 7%, vita utile pari a 25 anni.

L'analisi dell'LCOE per l'eolico

Ad oggi l'LCOE per un impianto eolico onshore tradizionale da 20 MW si attesta in un range tra 90 e 100 €/MWh. Prosegue dunque il trend di **crescita del valore dell'LCOE** dell'eolico iniziato nel 2022, dovuto agli importanti **aumenti dei costi registrati lungo la filiera**. In particolare, le **turbine**, che rappresentano una quota molto significativa sul totale dei CAPEX, **hanno registrato incrementi cospicui**, specialmente per quanto riguarda i costruttori europei.

Si sottolinea inoltre che in caso di **integrali ricostruzioni** (c.d. repowering) la **producibilità ottenibile** risulta generalmente **maggiore** rispetto alla situazione precedente, in quanto in grado di sfruttare siti con buone «ventosità»; tuttavia, vi sono anche degli «extra-costi» associati allo **smantellamento del vecchio impianto**. Questo comporta un **ulteriore incremento dell'LCOE del 8 - 10 %** rispetto al caso base.

Ripartizione dell'LCOE nelle sue componenti per un impianto eolico da 20 MW⁽¹⁾



(1) Per il calcolo dell'LCOE sono state fatte le seguenti assunzioni: CAPEX 1.600 - 1.800 €/kW, OPEX 40 - 50 €/kW/anno, producibilità tra 2.000 - 2.500 h_{eq}/anno, tasso di sconto 7% e vita utile pari a 30 anni.

LCOE e remunerazione del capitale

La metodologia presentata nelle slide precedenti per il calcolo dell'LCOE rappresenta il prezzo dell'elettricità tale per cui i costi per l'investimento nell'impianto sono «pareggiati». È tuttavia necessario considerare una **remunerazione del capitale** per l'investitore al fine di rendere interessante l'investimento. Per quantificare questo valore si ipotizza di applicare un **tasso di sconto maggiore** rispetto al **caso base del 7%**, rappresentativo della remunerazione del capitale. Con tassi più elevati, **l'LCOE per gli impianti fotovoltaici** cresce fino a **80 - 95 €/MWh**, mentre quello per gli **impianti eolici** fino a **105 - 120 €/MWh**.

È importante sottolineare come, all'interno dei futuri decreti di incentivi alle rinnovabili (ed in particolare del FER X), **basi d'asta troppo distanti dai valori presentati non risulterebbero particolarmente appetibili per gli investitori**. Ciò rischia di impattare sensibilmente la **competitività delle aste**, causando nuovamente **scarse percentuali di partecipazione** come avvenuto per il FER 1.

LCOE [€/MWh]	Costo del capitale			
	7%	8%	9%	10%
PV da 1 - 5 MW	70 - 80	75 - 85	80 - 90	80 - 95
PV da 20 MW	65 - 75	70 - 80	75 - 85	80 - 90
Eolico	90 - 100	95 - 105	95 - 110	105 - 120

L'analisi del fotovoltaico di taglia medio-piccola

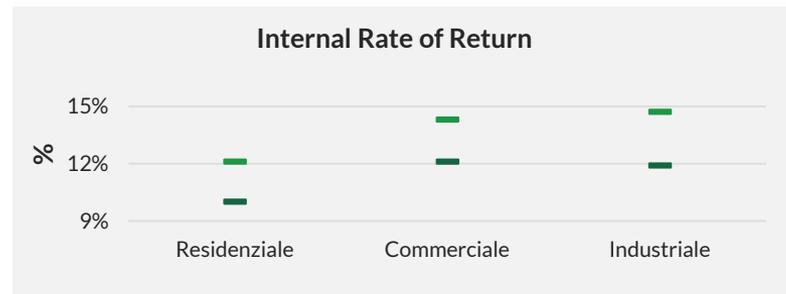
Anche la redditività degli impianti fotovoltaici di taglia minore è messa in discussione dall'evoluzione normativa.

Si considerino tre taglie «tipo» (un impianto residenziale da 5 kW, un impianto commerciale da 50 kW, e un impianto industriale da 500 kW) e si consideri come caso base la situazione normativa attuale, la quale prevede l'incentivo dello «Scambio Sul Posto» (SSP) confrontata con quella futura qualora non fosse rinnovato l'incentivo.

Per tutte le taglie in assenza dell'incentivo di SSP i risultati sono sensibilmente peggiori: in media, senza SSP l'Internal Rate of Return (IRR) registra una riduzione di circa 2-3 punti percentuali. Più evidente se si considera il Pay Back Time (PBT) delle taglie commerciale e industriale, esso cresce rispettivamente da 11 a 17 anni, e da 10 a 18 anni.

Solo la taglia residenziale risulta meno impattata grazie alla presenza della deduzione fiscale del 70%. Tuttavia qualora venisse eliminata o significativamente ridotta, in assenza di altri meccanismi incentivanti i risultati ottenuti sarebbero negativi.

Nota: Per il calcolo di questi valori sono state fatte le seguenti assunzioni: R: CAPEX 1.600 – 1.800 €/kW, OPEX 24 – 28 €/kW/anno, tasso di sconto 3,5%, deduzioni fiscali 70%, consumi elettrici 4.000 kWh/anno; C: CAPEX 1.300 – 1.500 €/kW, OPEX 22 – 26 €/kW/anno, cost of equity 8,5%, cost of debt 7%, leva finanziaria al 70%, consumi elettrici circa 200 MWh/anno; I: CAPEX 1.000 – 1.200 €/kW, OPEX 20 -24 €/kW/anno, cost of equity 8,5%, cost of debt 7%, leva finanziaria al 70%, consumi elettrici circa 2.000 MWh/anno. Per tutte le taglie: producibilità tra 1.100 – 1.400 h_{eq}/anno, vita utile pari a 25 anni.

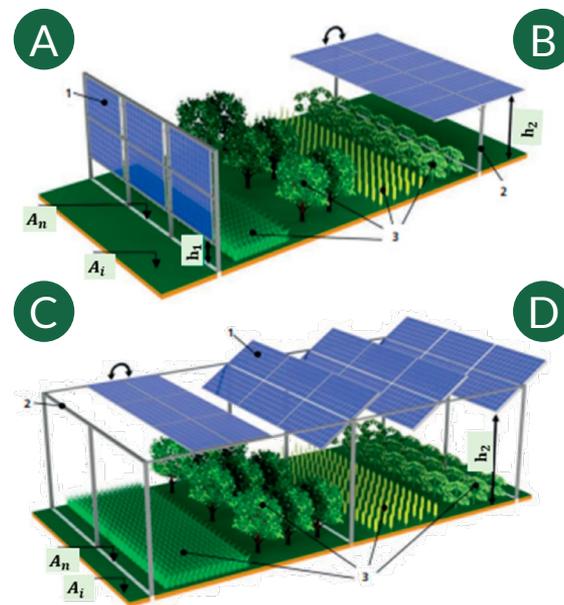


Le nuove tecnologie: agrivoltaico

Il termine "agrivoltaico" si riferisce a progetti che combinano l'installazione di impianti fotovoltaici su terreni agricoli, consentendo così la **coesistenza di attività agricole e fotovoltaiche**. L'agrivoltaico non si propone solamente come una soluzione per mitigare l'impatto delle installazioni fotovoltaiche sulle aree agricole, ma può anche creare **vantaggi per gli imprenditori agricoli**, generando un rapporto sinergico con loro.

Ad oggi le due principali configurazioni disponibili sono:

- **Agrivoltaico base:** consiste in **impianti fotovoltaici**, con **strutture fisse e moduli verticali** (fig. A) o a **inseguimento solare a livello del suolo** (fig. B), i quali vengono **disposti in file**, in modo da alternare le aree destinate ai moduli e le aree in cui viene svolta l'attività agricola o di allevamento. **La manutenzione degli impianti**, in questo caso, risulta generalmente **più agevole rispetto al caso di sistema elevato**.
- **Agrivoltaico avanzato:** prevede **impianti fotovoltaici**, con **strutture fisse** (fig. C) o a **inseguimento solare** (fig. D), **elevati rispetto a terra** (altezza di oltre 2 metri), sotto i quali può essere svolta un'attività agricola o di allevamento. Questo sistema permette la **piena continuità dell'attività agricola** sotto i moduli anche utilizzando i macchinari meccanici. Inoltre, **le colture sottostanti sono protette dagli agenti atmosferici estremi** e al di sotto della struttura si crea un **microclima più fresco in estate e più temperato in inverno**, con effetti benefici per le colture e l'allevamento. **L'area non utilizzabile a fini agricoli**, in questo caso, è **generalmente ridotta** rispetto al caso di sistema interfilare.



Le nuove tecnologie: agrivoltaico

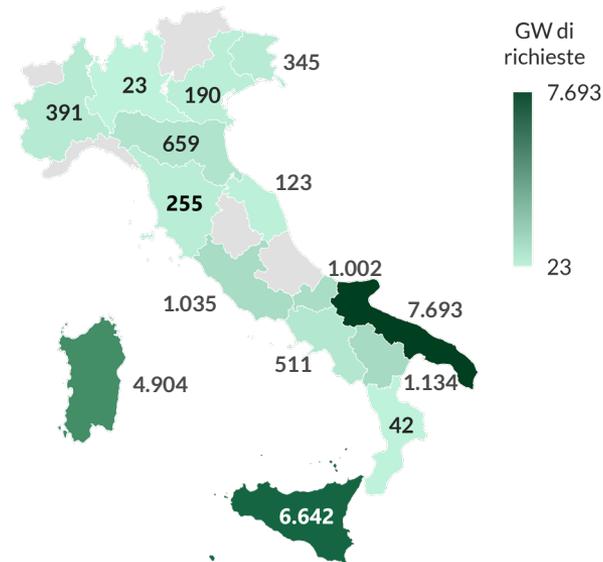
All'interno del PNRR è presente una misura che prevede l'installazione di **1,04 GW** **addizionali di impianti agrivoltaici avanzati entro il 30 giugno 2026**, valore destinato ad aumentare in relazione alla necessità di raggiungere gli obiettivi di generazione da fonti rinnovabili posti al 2030.

A supporto di questa misura il **10 Novembre 2023 sono stati approvati dall'UE 1,7 miliardi di euro** messi a disposizione in parte attraverso il dispositivo per la ripresa e la resilienza (RRF).

In riferimento agli ultimi dati disponibili (2022), **gli impianti fotovoltaici relativi al settore agricolo** costituiscono il **10,6% (2,65 GW) della potenza complessiva** e il **10,7% (3 GWh) della produzione di energia nazionale**, va però sottolineato come questi valori non siano da ascrivere alla categoria «agrivoltaico» che, specie nella configurazione avanzata, rappresentano una parte vicina allo zero del valore riportato.

Dalla consultazione delle **procedure di VIA statale** risultano, ad Aprile 2024, circa **25 GW di impianti agrivoltaici** (base e avanzati) **in attesa di valutazione da parte del MASE**. E' doveroso però sottolineare come la procedura di VIA possa protrarsi per anni senza portare necessariamente ad esito positivo. Successivamente è necessario un riscontro positivo anche dal processo autorizzativo locale (PAS) prima di poter iniziare i lavori. E' perciò facile intuire come i **25 GW** attualmente in valutazione siano **poco rappresentativi delle potenziali installazioni nel medio periodo**.

Potenza totale degli impianti sottoposti a VIA statale, Aprile 2024



Le nuove tecnologie: i sistemi di storage

I sistemi di accumulo elettrochimici, in riferimento allo storage stazionario, possono essere divisi in «tradizionali» (batterie agli ioni di litio), «a flusso» e «ad alta temperatura». Ognuna di queste categorie prevede ulteriori differenziazioni sulla base della diversa composizione chimica. Di seguito vengono riportate le principali tecnologie dove viene riportato

Batterie agli ioni di Litio ad elettrolita liquido	LFP ⁽¹⁾	TRL 9
	NMC ⁽²⁾	TRL 9
	LTO ⁽³⁾	TRL 9
Batterie a flusso	Batterie al Vanadio	TRL 9
Batterie ad alta temperatura	Batterie Li-S	TRL 4
	Batterie Sodium-Ion	TRL <3

Le batterie classiche agli ioni di litio posseggono performance differenti a seconda dei materiali che costituiscono gli elettroliti, in generale offrono però una buona densità energetica e tempi di risposta veloci. I principali punti deboli delle batterie tradizionali sono la sostenibilità, in quanto per la loro produzione è richiesto un ampio utilizzo di CRM⁽⁴⁾, e la vita utile che risulta ridotta se comparata ad altre soluzioni.

Le batterie a flusso, sono caratterizzate da una particolare architettura in cui elettroliti sono stoccati esternamente, in appositi serbatoi, disaccoppiando di fatto potenza ed energia. Gli elettroliti vengono pompati attraverso lo stack di celle durante il processo di carica e scarica della batteria. Queste batterie presentano densità energetiche basse e sono caratterizzate da una longevità ben superiore alle batterie tradizionali. A discapito della maggior durata e dell'ottima scalabilità le batterie a flusso possiedono tempi di risposta più lenti rispetto al caso delle batterie tradizionali.

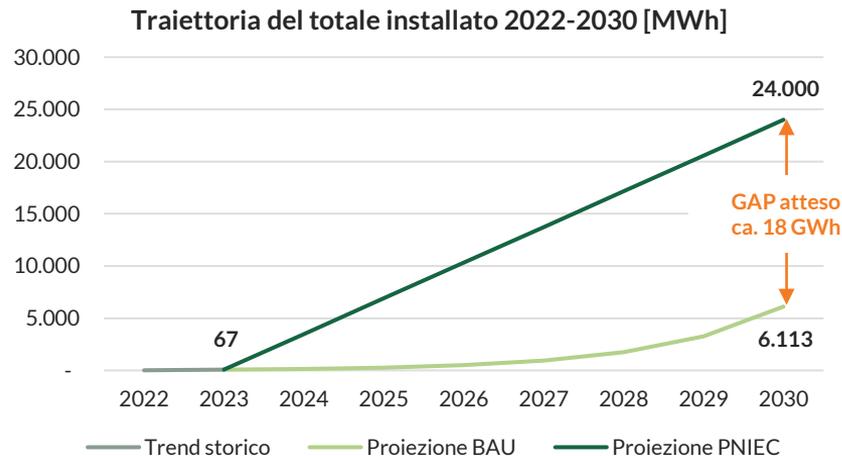
Le batterie ad alta temperatura, caratterizzate appunto da temperature di utilizzo elevate (300°C circa) sono caratterizzate da elettrodi allo stato fuso. Per questa ragione pur essendo caratterizzate da buone performance in termini di durata devono essere mantenute in temperatura anche se non in funzione con derivato dispendio energetico.

(1) Lithium Ferrum Phosphate. (2) Nickel Manganese Cobalt. (3) Lithium-Titanium-Oxide. (4) Critical Raw Material

Le nuove tecnologie: i sistemi di storage

Al 2023, il 96% dei sistemi di accumulo elettrochimici è associato ad impianti fotovoltaici. Di questi la quasi totalità (> 85%) è di piccola taglia (< 25 kWh) e risulta associata (> 98%) ad impianti fotovoltaici di potenza inferiore ai 20 kW.

Dall'analisi della traiettoria del totale installato 2022-2030 emerge che lo storage di grandi dimensioni (oltre 500 kWh) è ancora **debolmente sviluppato**. Sebbene gli obiettivi di installazione per lo storage BTM⁽¹⁾ sembrano essere raggiungibili seguendo l'andamento attuale delle installazioni, **lo stesso non si può dire per lo storage FTM**, come deducibile dal grafico a lato. Infatti, sarebbe necessario **quadruplicare gli sforzi attuali** (scenario BAU) per **raggiungere gli obiettivi** di installazioni fissati dal PNIEC⁽²⁾ **colmando il GAP atteso**.



(1) BTM = Sono sistemi di accumulo distribuiti, tipicamente di piccole dimensioni installati *Behind The Meter*; FTM = Sono sistemi di accumulo centralizzati, di grandi dimensioni, installati *Front The Meter*. (2) I target al 2030 definiti dal PNIEC non sono associati strettamente al concetto di taglia ma fanno riferimento a storage FTM e BTM. Tuttavia è possibile considerare lo storage BTM come una proxy della grande taglia sebbene l'associazione con impianti FER non sia vincolante.

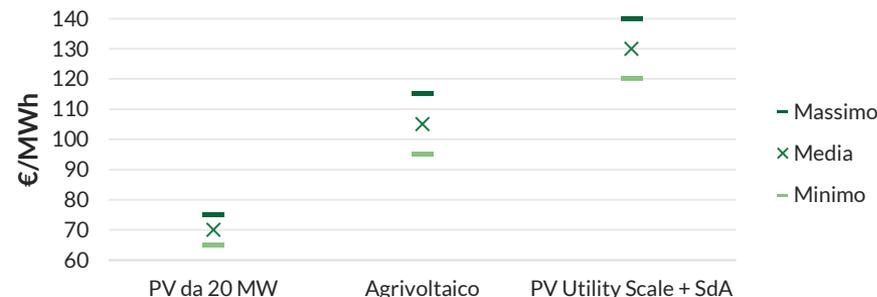
Fonte: PNIEC 2023; Rielaborazione Energy & Strategy su dati TERNA, 2024.

L'LCOE del «nuovo» fotovoltaico

Ipotesi	Agrivoltaico	PV Utility + Storage
Potenza	20 MW	20 MW + 12 MW / 48 MWh
CAPEX	1.400 - 1.600 €/kW	900 - 1.100 €/kW + 260 - 285 €/kWh
OPEX	24 - 30 €/kW/anno ⁽¹⁾	18 - 22 €/kW/anno + 2% CAPEX SdA
Generazione ⁽²⁾	1.500 - 2.000 h _{eq} /anno	
Perdita di generazione	0,4%/anno	
Tasso di sconto	7%	
Vita utile	25 anni	25 anni (fotovoltaico) 12 anni (SdA)

Per un impianto **agrivoltaico** si stima un **LCOE tra 95 e 115 €/MWh**, mentre per una configurazione impianto **fotovoltaico + sistema di accumulo l'LCOE si attesta tra 120 e 140 €/MWh**, a fronte di valori pari a 65 - 75 €/MWh per il fotovoltaico «tradizionale». Vi è quindi ad oggi una differenza significativa nei costi delle diverse configurazioni che, come detto in precedenza, sono ancora poco sviluppate sul territorio.

Range degli LCOE di un impianto agrivoltaico e di un impianto con SdA



(1) Gli OPEX sono riferiti solamente all'impianto fotovoltaico, escludendo quelli relativi al terreno agricolo. (2) Le ore equivalenti considerano l'utilizzo di un tracker mono-assiale e moduli bifacciali.

Le nuove tecnologie: eolico offshore galleggiante

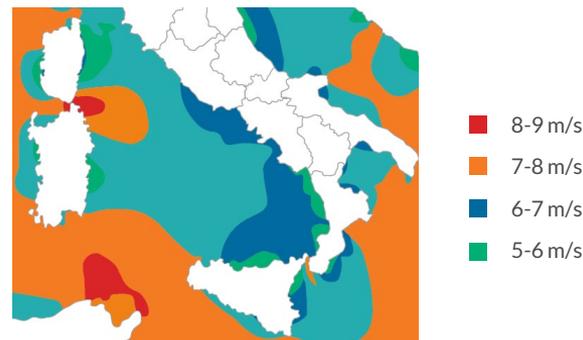
Uno strumento utile alla valutazione dell'idoneità dello spazio marittimo italiano alla realizzazione di impianti **eolici offshore** è il **potenziale tecnico teorico**, una stima della capacità di generazione tecnicamente fattibile, considerando solo la **velocità del vento** e la **profondità del fondale**. Non prende in considerazione altri vincoli tecnici, ambientali, sociali ed economici.

Il potenziale tecnico teorico, nel caso della nostra nazione è per larga parte dovuto al potenziale della tecnologia **floating**. Tale dato motiva il grande interesse verso la tecnologia, nonostante l'importante svantaggio attuale in termini di costi rispetto alla soluzione a **palo fisso**.

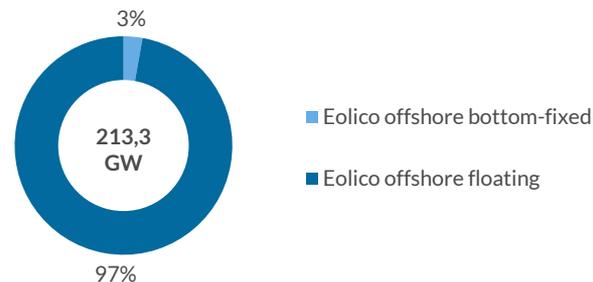
In Italia, il **potenziale tecnico teorico**⁽¹⁾ ammonta a 207,3 GW per l'eolico offshore **floating**, nettamente superiore ai 6 GW dell'eolico offshore **bottom-fixed**.

Considerando l'infrastruttura di rete l'Italia ha stimato a 8,5 GW la potenza massima che è possibile sostenere al 2030. Il valore considerando i «vincoli di rete» risulta comunque superiore all'attuale target al 2030, definito dal PNIEC, pari a 2,1 GW da impianti offshore.

(1) Il potenziale tecnico teorico non prende in considerazione altri vincoli tecnici, ambientali, sociali ed economici.
Fonte: Marine Offshore Renewable Energy Lab (MORE) - Politecnico di Torino.



Potenziale offshore in Italia per tecnologia eolica

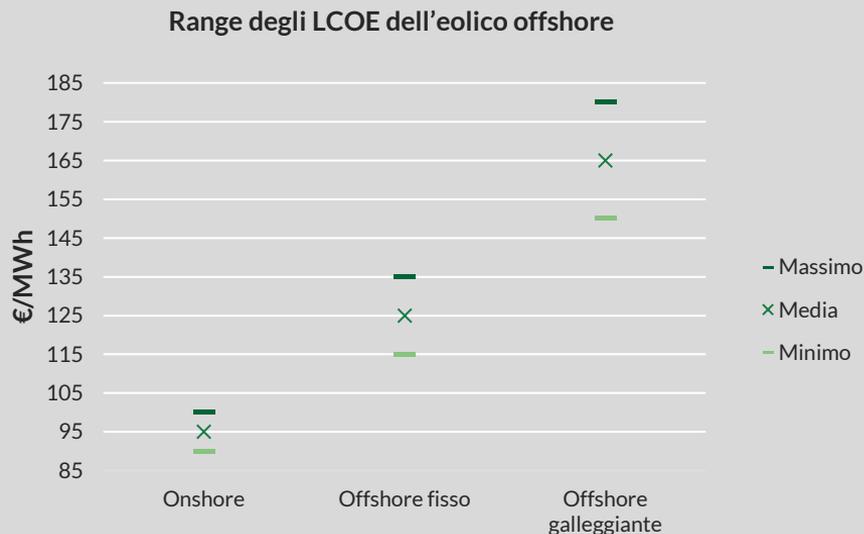


Box: L'LCOE dell'eolico offshore

Di seguito vengono riportati i dati considerati per calcolare una stima dell'LCOE per un impianto eolico offshore fisso e per uno offshore galleggiante. I risultati mostrano un range tra **115 e 135 €/MWh** di LCOE relativo **all'offshore fisso**. Sensibilmente maggiore l'LCOE **dell'offshore galleggiante** dovuto al basso grado

di maturità della tecnologia nel contesto italiano. In questo caso l'LCOE presenta ad oggi un range più ampio, tra **150 e 180 €/MWh**. Valori ad oggi decisamente maggiori se confrontati con l'LCOE di un impianto onshore.

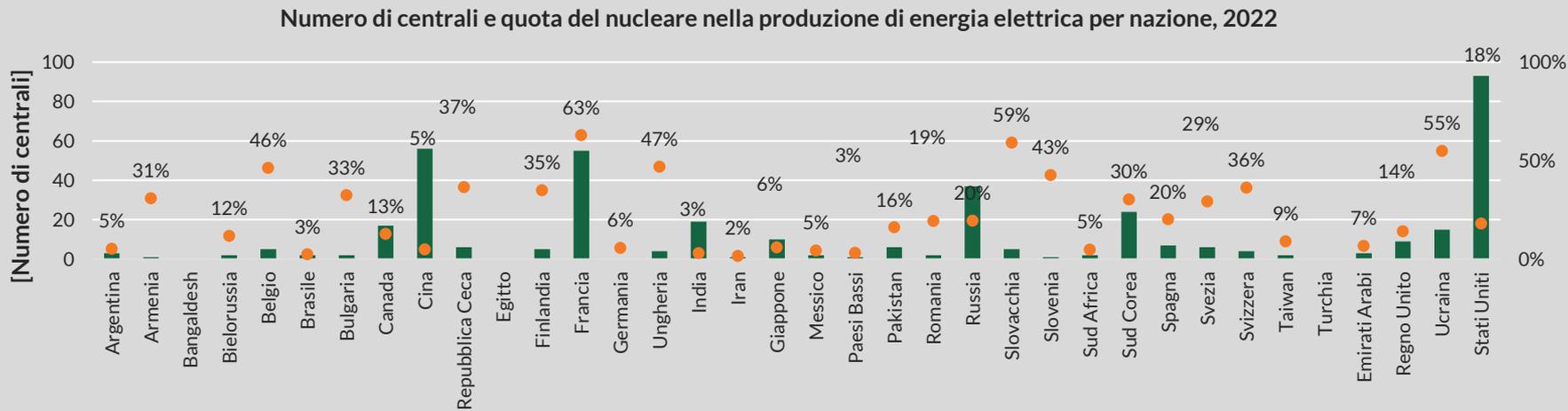
Ipotesi	Offshore fisso	Offshore galleggiante
Potenza	200 MW	
CAPEX	3.300 - 3.500 €/kW	4.500 - 5.000 €/kW
OPEX	60 - 70 €/kW/anno	80 - 85 €/kW/anno
Generazione	2.800 - 3.300 h _{eq} /anno	3.000 - 3.500 h _{eq} /anno
Tasso di sconto	7%	
Vita utile	30 anni	



Box: Il Nucleare – Gli Small Modular Reactor - SMR (1/3)

Alla COP28, i Paesi hanno lanciato una dichiarazione per triplicare la capacità di energia nucleare entro il 2050, riconoscendo il ruolo chiave dell'energia nucleare nel raggiungimento delle emissioni zero. La dichiarazione riconosce il ruolo chiave dell'energia nucleare nel mantenere l'obiettivo di limitare l'aumento della temperatura a 1,5 gradi Celsius.

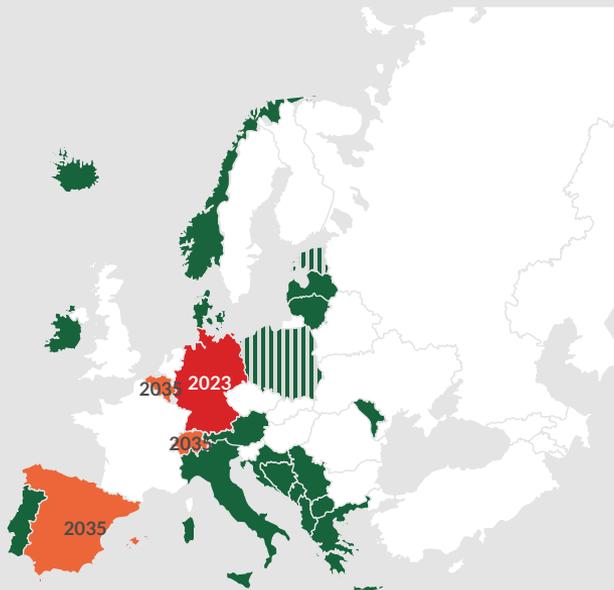
I dati aggiornati al 2022 evidenziano come nel mondo siano presenti 407 centrali nucleari, alle quali si aggiungeranno nei prossimi anni altre 58 unità, che complessivamente rappresentano il 9,2% dell'elettricità prodotta dalle nazioni considerate.



Fonte: Rielaborazione Energy & Strategy su dati WNISR, 2023.

Box: Il Nucleare – Gli Small Modular Reactor – SMR (2/3)

L'energia nucleare occupa una posizione significativa nell'approvvigionamento energetico europeo, rappresentando il 25% dell'elettricità prodotta nel 2021. Nonostante un declino nel corso degli anni, l'energia nucleare contribuisce alla stabilità e alla diversificazione dell'approvvigionamento elettrico europeo.



- **Paesi produttori di energia nucleare:** Queste nazioni considerano l'energia nucleare una componente essenziale per la riduzione delle emissioni di gas serra.
- **Paesi non produttori di energia nucleare:** Queste nazioni hanno optato per alternative come l'energia rinnovabile, il gas naturale o altre fonti rispettose dell'ambiente.
- **Paesi con politiche di phase-in:** è il caso di due nazioni, la Polonia e l'Estonia, che al momento non dispongono di centrali nucleari, ma stanno esaminando la seria possibilità di costruirne alcune in futuro. La Polonia, in particolare, prevede di costruire sei centrali in totale e di iniziare a produrre energia nucleare entro il 2033.
- **Paesi con politiche di phase-out:** Alcuni paesi hanno avviato un processo di graduale smantellamento delle proprie centrali nucleari. Questa decisione deriva spesso da considerazioni legate alla sicurezza, ai costi o alla crescente pressione a favore delle energie rinnovabili.

Box: Il Nucleare – Gli Small Modular Reactor – SMR (3/3)

S

L'Agenzia Internazionale per l'Energia Atomica (AIEA) definisce i reattori nucleari come piccoli per taglie di potenza fino a 300 MW elettrici.

M

Il design modulare consente di assemblare sistemi e componenti in fabbrica e di trasportarli singolarmente nell'area designata per l'installazione.

R

I reattori sono i componenti che di fatto consentono di sfruttare la fissione nucleare per generare calore e produrre energia.

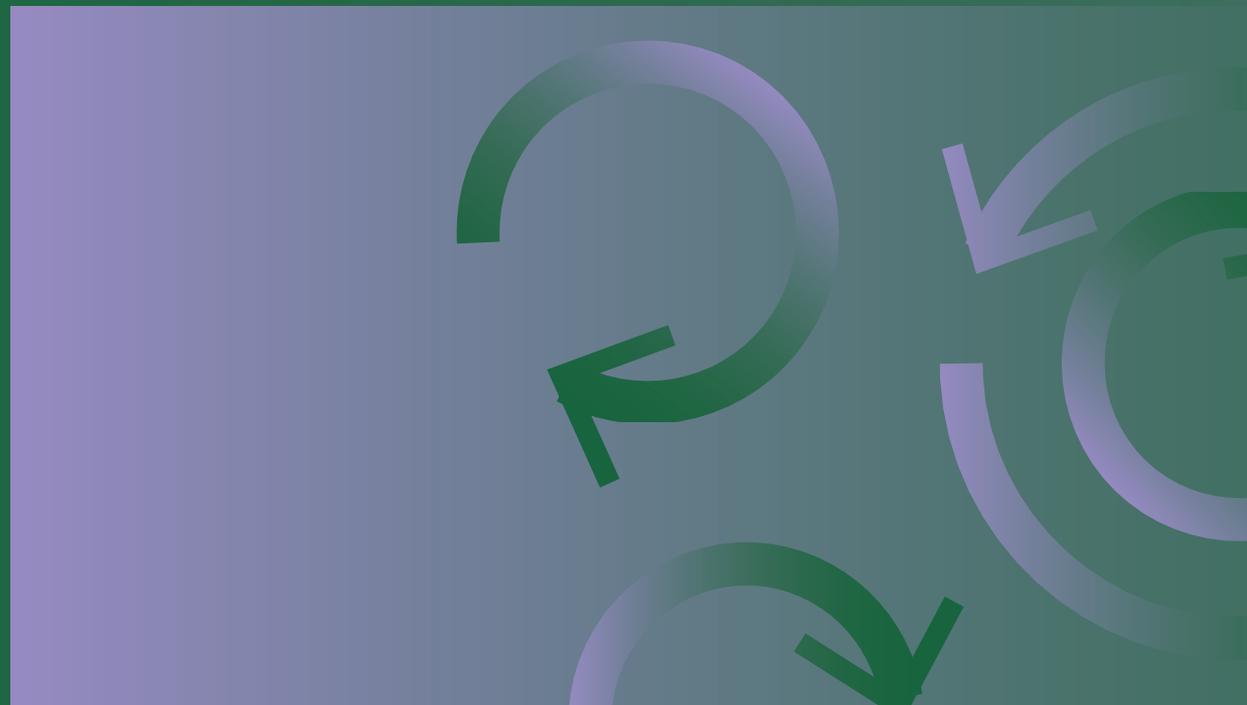
Vantaggi degli SMR

- CAPEX per unità inferiore e rischio finanziario inferiore rispetto ai reattori nucleari classici
- Flessibilità e modularità
- Ubicazione
- Tempi di costruzione ridotti
- Maggiore sicurezza tecnica

Svantaggi degli SMR

- Perdita di economia di scala
- Potenziale maggior opposizione da parte dell'opinione pubblica

Attualmente, nel mondo, sono in fase di progettazione o costruzione oltre quaranta SMR, con alcuni già operativi. Tra i progetti maggiormente rilevanti si sottolinea che ad ottobre 2022 è entrato in funzione in Russia l'impianto **Akademik Lomonosov con una potenza di 70 MWe**, la **Cina** invece sta costruendo un impianto che diventerà operativo nel 2026 e produrrà 385 MWt (megawatt termici) e circa 125 MWe.



La normativa per lo sviluppo delle rinnovabili in Italia

CAP.

03



messaggi chiave

All'interno del PNIEC, attualmente in fase di revisione e che verrà approvato definitivamente entro giugno 2024, c'è un target di **138 GW di capacità di generazione da impianti rinnovabili al 2030**, di cui 80 GW di fotovoltaico e 28 GW di eolico.

Al fine di raggiungere questi obiettivi, è necessaria una «spinta» dalla **normativa nazionale**, che però attualmente presenta **diverse criticità**, tra cui:

- Il **decreto Aree Idonee** che è in stallo e attualmente in fase di negoziazione tra Stato e regioni;
- Il **decreto FER X**, che per contingenti messi a disposizione è indubbiamente il decreto più rilevante, per il quale sono stati pubblicati nel mese di aprile 2024 gli esiti della consultazione avvenuta tra agosto e settembre 2023 e che è attualmente oggetto di confronto con la Commissione Europea.

Questi ritardi nella normativa si prevede che avranno un effetto nel breve periodo, portando ad una situazione di stallo che già si avverte chiaramente in questo 2024. Tanti nodi restano ancora da sciogliere prima di creare un quadro regolatorio stabile e completo.

Osservando trasversalmente la situazione normativa, possono essere identificati i punti di forza e di debolezza di 3 principali cluster:

- **Residenziale**: tanti progressi sono stati fatti sul cluster residenziale, che ha rappresentato negli ultimi anni il **principale elemento di crescita del fotovoltaico**. Nonostante ciò, vista l'**imminente eliminazione dello SSP**, emerge l'importanza di indirizzare gli aspetti regolatori verso un **progressivo miglioramento dell'ottimizzazione energetica e delle rispettive condizioni economiche**;
- **C&I**: all'interno del settore C&I, un grande boost è rappresentato dalle **CER**, valida alternativa allo scambio sul posto per questa categoria di impianti. Il focus deve essere posto sulla **chiarezza normativa** e sul **potenziale di integrazione con sistemi di accumulo**;
- **Utility scale**: gli impianti di grande taglia godono di un elevato fermento normativo, la cui **lentezza** di attuazione sta portando ad una **situazione di stallo**. È necessario **definire il quadro regolatorio** di supporto alle rinnovabili di grande taglia e **semplificare il processo normativo**.

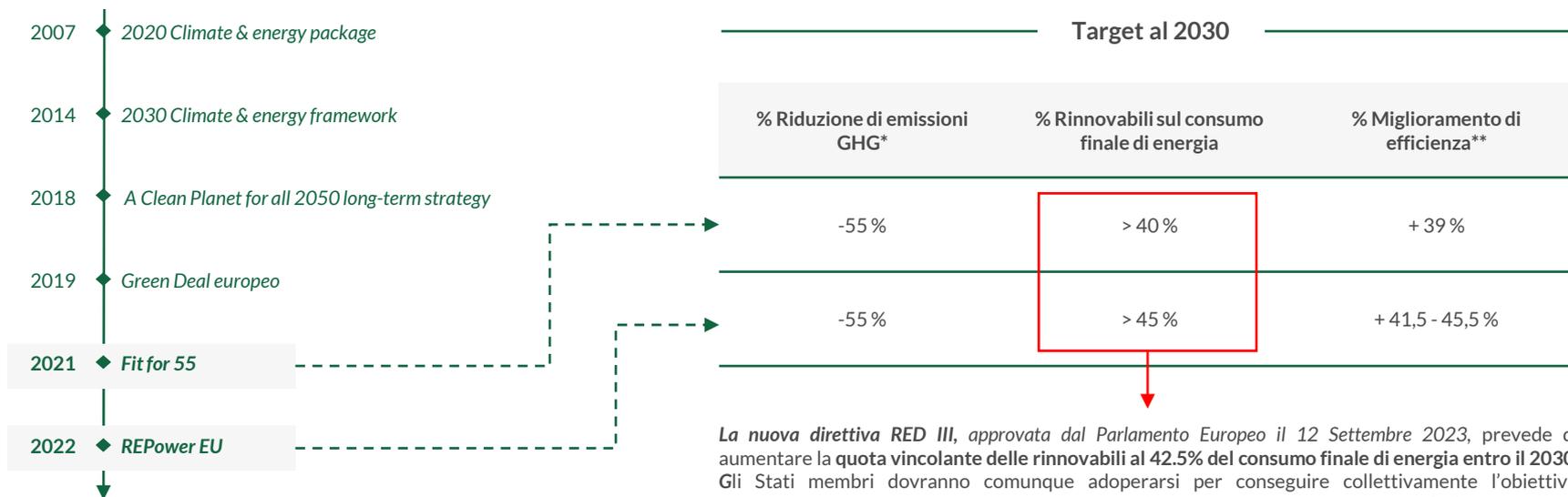
Le politiche energetiche europee



Negli ultimi anni nel contesto europeo si è assistito ad un progressivo «rilancio» degli obiettivi di medio-lungo termine su **decarbonizzazione, rinnovabili ed efficienza energetica**. Tale percorso proseguirà fino a raggiungere la **neutralità climatica prevista al 2050**.

(*) Nota: riduzione delle emissioni GHG rispetto ai valori del 1990.

(**) Nota: miglioramento efficienza rispetto alle proiezioni dello scenario PRIMES 2007.



La nuova direttiva RED III, approvata dal Parlamento Europeo il 12 Settembre 2023, prevede di aumentare la quota vincolante delle rinnovabili al 42.5% del consumo finale di energia entro il 2030. Gli Stati membri dovranno comunque adoperarsi per conseguire collettivamente l'obiettivo complessivo dell'Unione del 45 % di energia da fonti rinnovabili, in linea con il piano REPowerEU.

Le politiche energetiche italiane



I **target nazionali di riferimento** per il settore delle rinnovabili sono contenuti in due documenti normativi principali:

- **PNIEC** (Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima). La **proposta** presentata nel **Giugno 2023** si pone come aggiornamento della precedente versione del 2019, tenendo conto del **mutato contesto geopolitico, economico ed energetico internazionale**. L'attuale proposta **considera già le recenti linee guida date dall'Unione Europea tramite il Fit for 55** relativamente a obiettivi da soddisfare entro il 2030. L'**approvazione definitiva** del testo ufficiale è attesa **entro Giugno 2024**;
- **NLTS** (National Long term Strategy) **pubblicata nel 2021**. Gli obiettivi contenuti all'interno della seguente strategia verranno aggiornati a seguito della pubblicazione ufficiale del nuovo PNIEC prevista per Giugno 2024.

	Situazione AS-IS (2023)	Obiettivi 2030 PNIEC 2023	Obiettivi 2050 Long Term Strategy
% rinnovabili sul consumo interno lordo energia elettrica	37%	65%	80% / 90%
Capacità di generazione da FER	69 GW	131 GW	240 GW / 350 GW

Le politiche energetiche italiane



PNIEC - Scenario di policy

Settore elettrico

- Incentivi per piccoli impianti (< 1 MW) e promozione autoconsumo collettivo e comunità energetiche
- Incentivi per grandi impianti e promozione utilizzo strumenti come i *Contract for Difference* (CfD) e i *Power Purchase Agreements* (PPA)
- Realizzazione sistemi di generazione di energia rinnovabile *offshore* (PNRR)
- Promozione agrivoltaico e agrisolare (PNRR)
- Investimenti per *revamping*, *repowering* e riconversione impianti esistenti (semplificazioni autorizzative per impianti fotovoltaici e concessioni per idroelettrici e **riconversione a biometano** degli impianti a biogas - PNRR)

(*) Nota: non ancora in vigore.

(**) Nota: si fa riferimento al DM 181/2023.

A che punto siamo?



Provvedimenti in vigore

Decreto CER	24 Gennaio 2024
DL Energia**	2 Febbraio 2024
DM Agrivoltaico	14 Febbraio 2024
Piano Transizione 5.0	2 Marzo 2024



Provvedimenti in attesa

- Decreto Aree Idonee
- DM FER X
- DM FER 2



Provvedimenti abilitanti

- Decreto per la Piattaforma Aree idonee
- Piattaforma per il procedimento unico
- Testo Unico per il riordino della normativa FER

Le politiche energetiche italiane



Provvedimento	Descrizione	Status
DM Aree Idonee	Il decreto individua la ripartizione fra le Regioni e le Province autonome dell'obiettivo nazionale al 2030 di una potenza aggiuntiva pari a 80 GW da fonti rinnovabili e stabilisce criteri omogenei per l'individuazione delle superfici e delle aree idonee e non idonee all'installazione di impianti a fonti rinnovabili funzionali al raggiungimento dei suddetti obiettivi. Precede poi a definire gli obiettivi minimi, intermedi e finali, da generare dal 2023 al 2030 per ciascuna Regione e Provincia autonoma.	 In fase di trattativa tra Stato e regioni
DM FER X	Meccanismo previsto dal d.lgs.199/2021 per incentivare le rinnovabili più competitive , cioè fotovoltaico, eolico, idroelettrico e gas residuati dai processi di depurazione. Principali provvedimenti: i) 67 GW di potenza incentivabile tramite tariffe indicizzate sulla base della localizzazione degli impianti; ii) definizione di aste per incentivazione di impianti oltre 1 MW (contingente complessivo di 62,15 GW); iii) contingente di 5 GW ad accesso diretto per impianti sotto 1 MW.	 In fase di negoziazione con la Commissione Europea
DM FER 2	Il provvedimento stabilisce le modalità e le condizioni per poter accedere a determinati incentivi destinati ad impianti alimentati da fonti rinnovabili meno competitive , tra cui rientrano: solari termodinamici , alimentati a biomasse, eolici offshore, geotermoelettrici, fotovoltaici 'floating' sia offshore che su acque territoriali interne, alimentati da energia mareomotrice o altri tipi di energia marina. Questi impianti, per poter beneficiare degli incentivi del decreto FER 2, devono presentare caratteristiche di innovazione e rispettare dei requisiti sia dimensionali che costruttivi.	 In fase di negoziazione con la Commissione Europea

Il quadro di riferimento per gli impianti residenziali (< 20 kW)

Attualmente il meccanismo che più ha contribuito allo sviluppo degli impianti di piccola e media taglia è lo **Scambio Sul Posto (SSP)**, che ha permesso di incentivare circa il **60% degli impianti di piccola taglia attualmente presenti in Italia**. A seguito della direttiva europea RED II, tuttavia, questo incentivo verrà eliminato alla fine del 2024. La contemporanea riduzione del meccanismo di detrazioni fiscali rappresentato dal Superbonus, rende necessario includere nuove forme incentivanti per questa tipologia di impianti.

Gli incentivi potranno assumere «forme» diverse:

- Incentivazione dell'**autoconsumo**: si propone di sostituire lo SSP tramite soluzioni che favoriscano il consumo locale di energia, evitando di ricorrere alle reti di distribuzione e trasmissione;
- Incentivazione dell'**energia prodotta e immessa in rete** tramite un «potenziamento» del Ritiro Dedicato potrebbe favorire le installazioni di piccola taglia;
- Incentivazione sull'**installazione**: detrazioni fiscali che riducano il costo sostenuto per l'installazione dell'impianto, possono facilitare nuove installazioni.

Normativa attuale (SSP)

Più di **800.000** impianti residenziali sono «incentivati» tramite SSP.

Normativa rilevante

- DL Energia
- Decreto CER



Spunti di miglioramento emersi dagli operatori

A seguito della futura eliminazione dell'SSP, sarà necessario ricercare **nuove forme di revenue**, identificabili in **ottimizzazioni di tipo economico**, tra cui la **partecipazione** di impianti di piccola taglia a **servizi ancillari locali**, o di **tipo energetico**, come l'**accoppiamento con SdA**. Un'ulteriore criticità risulta essere il **tempo di approvvigionamento dei componenti**, per la quale sarebbe utile **favorire la creazione di consorzi di acquirenti**.

Il quadro di riferimento per gli impianti C&I (20 kW - 1 MW)

Questa tipologia di impianti ha visto una crescita consistente negli ultimi anni, sottolineando l'importanza del contributo delle soluzioni in autoconsumo per la crescita dell'installato fotovoltaico.

In tal senso, un contributo importante per la crescita del comparto, ci si attende che venga dalle **comunità energetiche (CER)**, per le quali recentemente è stato adottato un decreto che ne determina la struttura e gli incentivi a cui è possibile avere accesso. Per questa taglia di impianti assume tuttavia maggiore importanza anche la valorizzazione dell'energia immessa in rete, attualmente incentivata tramite Ritiro Dedicato o iscrizione ai registri come da D.M. 04/07/2019.

Si prevede per il futuro di incentivare questi impianti tramite:

- Incentivazione dell'**autoconsumo**: similmente a quanto visto per gli impianti di piccola taglia, la diffusione delle comunità energetiche può favorire questa tipologia di installazione;
- Incentivazione dell'**energia prodotta e immessa in rete**: sia tramite il Ritiro Dedicato che tramite un *Contract for Difference a due vie* che sostituisca gli incentivi attualmente garantiti tramite D.M. 04/07/2019.



Spunti di miglioramento emersi dagli operatori

Gli operatori riconoscono il potenziale che possono avere le comunità energetiche all'interno del mercato C&I, ma per una piena valorizzazione c'è bisogno di **chiarezza e uniformità regolatoria**. Inoltre, è necessario **semplificare le procedure di allaccio alla rete** per ridurre i tempi ad esso necessari, nonché valutare attentamente il potenziale energetico attivabile grazie all'**integrazione con sistemi di accumulo**.

Normativa attuale

- SSP
- D.M. 04/07/2019

Nuova normativa rilevante

- DL Energia
- Decreto CER
- Decreto FER X

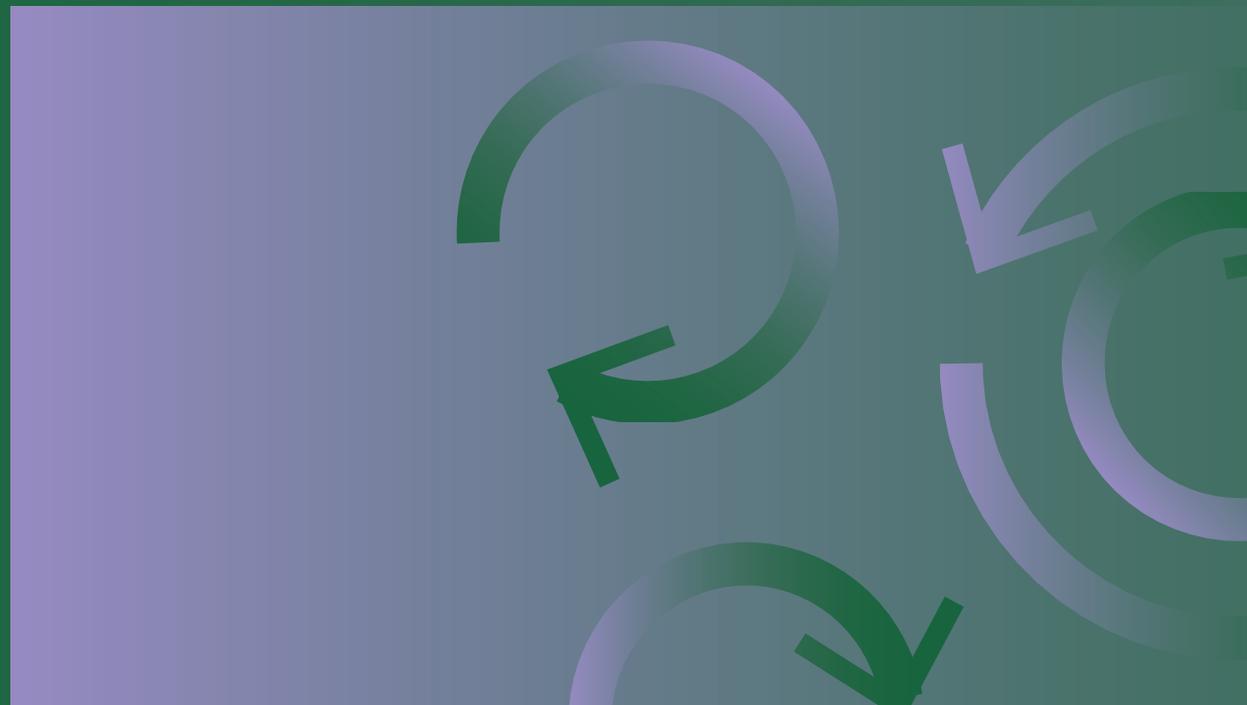
Il quadro di riferimento per gli impianti *utility scale* (> 1 MW)

Localizzazione impianti	Nonostante la definizione di «aree idonee» risalga al DLGS 199/2021, art. 20, comma 8, non è ancora stato pubblicato il decreto Aree Idonee , attualmente fermo alla trattativa Stato-regioni. Questo ha portato «confusione» a livello normativo, con alcune regioni che stanno legiferando in contrapposizione alla normativa nazionale (ne è di esempio la moratoria proposta dalla Regione Sardegna per fermare lo sviluppo degli impianti rinnovabili sul territorio), e al divieto di installazione di impianti fotovoltaici (ad eccezione dell'agrivoltaico avanzato) su terreni agricoli , presentato nel DI Agricoltura del 6 maggio 2024.
Divisione per fonte energetica	Le politiche con focus sui grandi impianti presentano delle divisioni per fonte energetica e tipologia di tecnologia, superando l'assetto del modello technology neutral. Due esempi a tale dimostrazione sono le aste con contingenti divisi per tecnologia previste dal decreto FER X e la distinzione di contingenti per tipologia di impianti innovativi all'interno del decreto FER 2 .
Accoppiamento sistemi di accumulo	Tra le grandi novità riportate dalla normativa ad oggi in discussione, risulta esserci l'enfasi verso l'accoppiamento fotovoltaico e sistemi di accumulo. Con l'avvento del nuovo Piano Transizione 5.0 e del decreto Agrivoltaico nello specifico, l'installazione di sistemi di accumulo dovrebbe rientrare all'interno delle spese ammissibili alla richiesta di incentivazione. Inoltre, anche il DM FER X prevede un criterio di priorità di accesso alle graduatorie delle aste in caso di sinergia con SdA.



Spunti di miglioramento emersi dagli operatori

Gli impianti utility scale godono di un **grande fermento normativo** che necessita di **coordinamento e accelerazione**. Oltre ai provvedimenti in pipeline, esistono una serie di **decreti abilitanti** in fase di definizione, senza i quali non può considerarsi completo il quadro regolatorio. È necessario rivedere i **criteri di incentivazione proposti all'interno del decreto FER X** e fornire maggior rilevanza ai costi associati al **diritto di superficie**, facendoli, ad esempio, rientrare tra i costi operativi all'interno degli O&M. Non da meno, fornire maggior importanza e considerazione ad **interventi di revamping e repowering**.



La filiera ed il “valore” delle rinnovabili in Italia

CAP.

04



messaggi chiave

Fotovoltaico ed eolico hanno contribuito a generare un **volume d'affari di 9 - 10 miliardi di €** nel corso del 2023 per **attività legate all'installazione di nuovi impianti e alla gestione del parco esistente**.

Di questi, si stima che oltre il **60%** sia rimasto ad **aziende localizzate sul territorio italiano**, e un ulteriore **20%** in altri **Paesi europei**.

In Italia vi sono oltre **25.000 aziende** che operano sul territorio per attività legate allo **sviluppo, gestione o manutenzione degli impianti rinnovabili** o relativamente alla **componentistica** (nonostante la produzione domestica di moduli e turbine sia quasi trascurabile), includendo quindi la produzione di inverter e altra componentistica elettrica, strutture e materie prime necessarie per le installazioni.

Questo nonostante indubbiamente esista un problema legato alla «europeità» o «italianità» della filiera delle rinnovabili, in particolar modo alle **componenti «fondamentali» di fotovoltaico ed eolico**, ovvero **moduli e turbine**.

Per i primi, vi è ormai una **filiera molto consolidata in Cina** e i bassi prezzi registrati sul mercato non facilitano l'inserimento di altri operatori. Per le seconde, tra gli **operatori più grandi al mondo vi sono dei player europei**, che però stanno attraversando un momento di crisi.

Sarà importante **mantenere e provare ad incrementare la presenza europea lungo la filiera**, anche in ottica di «sicurezza energetica». In questa direzione vanno gli **investimenti del Green Deal europeo**, che mirano a creare le condizioni per soddisfare parte della domanda tramite una produzione locale. Ad oggi però, limitare le installazioni a materiali prodotti nell'UE potrebbe risultare controproducente, per via di una filiera ancora non preparata a soddisfare le installazioni previste.

L'analisi della filiera

L'analisi della filiera delle rinnovabili in Italia si è concentrata su **fotovoltaico** ed **eolico**, le due fonti per le quali si prevede il maggiore sviluppo nel corso dei prossimi anni. Per la «costruzione» della filiera in sé, sono stati valutati tutti quei **fattori che**

concorrono alla definizione del costo degli impianti presi in considerazione, siano essi **fissi** o **variabili**. In particolare, è stato preso come riferimento la **messa in opera dell'impianto**, identificato come momento significativo per dividere le attività tra:

UPSTREAM componentistica specifica, componentistica elettrica (ad es., cavi e inverter), altra componentistica, progettazione, installazione.

DOWNSTREAM asset management, manutenzione ordinaria, manutenzione straordinaria.

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

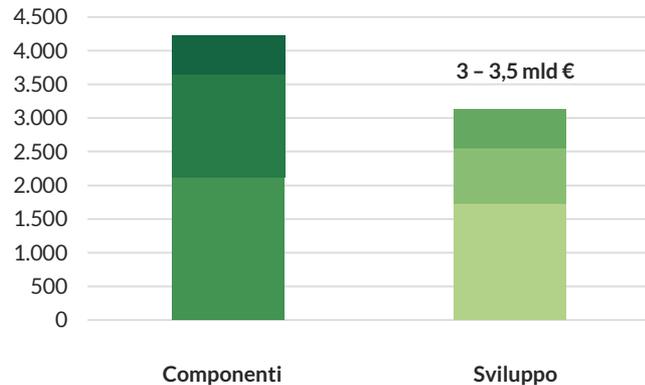


L'analisi della filiera del fotovoltaico

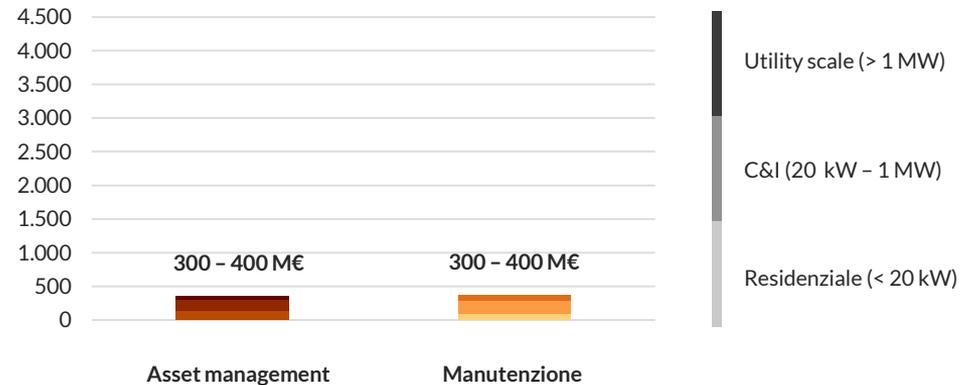
In totale, il **fotovoltaico** nel 2023 ha generato un giro d'affari stimato di **8 - 9 miliardi di €**, di cui circa **7 - 8 miliardi di €** provenienti da nuove installazioni (con le componenti che pesano per il 60% e lo sviluppo per il 40%) e il restante dalla gestione dell'installato. Per quanto riguarda le nuove installazioni, sono gli

impianti residenziali a pesare per oltre il 50% del totale, grazie al numero di installazioni di questi ultimi. Per i costi operativi invece sono gli impianti di **taglie maggiori ad incidere maggiormente sul totale**, ed in particolare la taglia C&I (20 kW - 1 MW), in cui ricadono oltre 16 GW di impianti in Italia.

Valore generato dall'installazione degli impianti fotovoltaici in Italia nel 2023 [M€]
4 - 4,5 mld €



Valore generato dalla gestione degli impianti fotovoltaici in Italia [M€/anno]



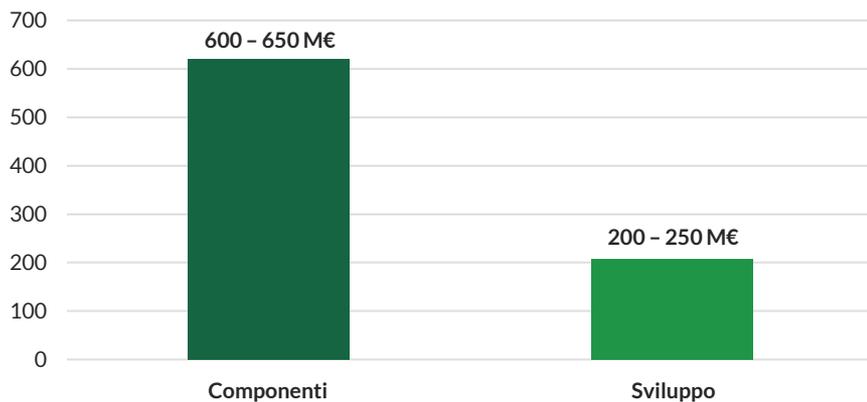


L'analisi della filiera dell'eolico

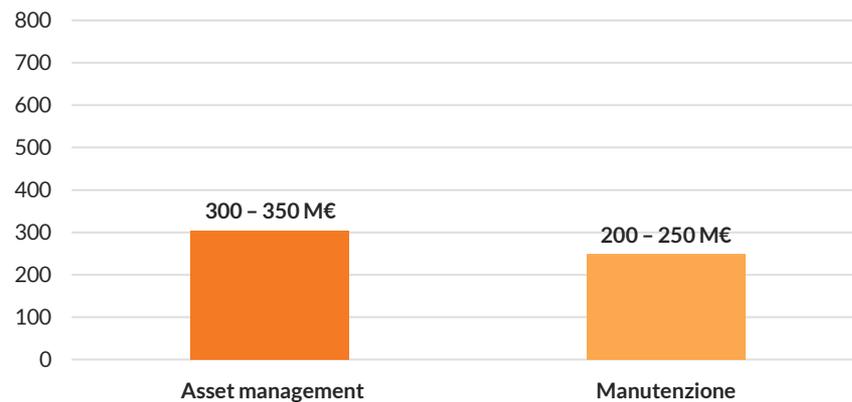
In totale, l'eolico ha generato un giro d'affari di circa **1 - 1,5 miliardi di €**: di questi, oltre **800 M€** sono relativi alle nuove installazioni, mentre la **gestione degli asset installati genera approssimativamente 600 M€ all'anno**. È importante sottolineare

come, all'interno delle nuove installazioni, la quota relativa alle **componenti pesi per circa il 75%** del totale, dovuto all'impatto elevato del costo delle turbine sul totale dei CAPEX.

Valore generato dall'installazione degli impianti eolici in Italia nel 2023 [M€]



Valore generato dalla gestione degli impianti eolici in Italia [M€/anno]

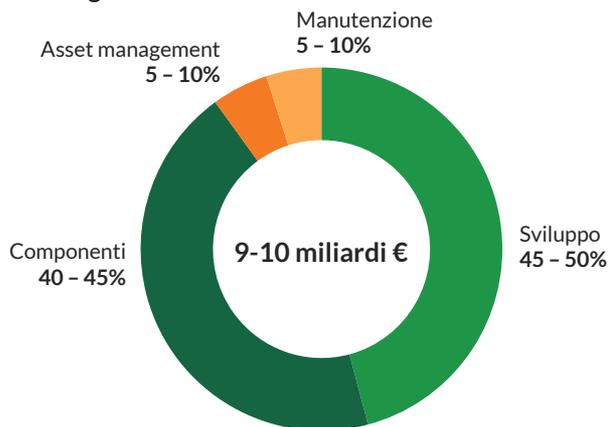


Le ricadute delle rinnovabili in Italia

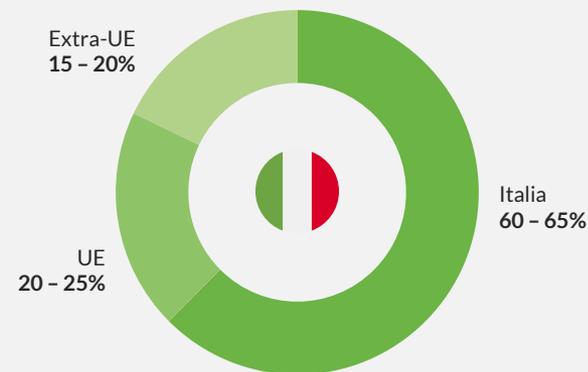
Tra fotovoltaico ed eolico, possiamo stimare che la filiera abbia generato tra i **9 e i 10 miliardi di € nel corso del 2023**. La parte di componenti, ed in particolar modo le componenti «chiave» delle due tecnologie (rispettivamente, **moduli e turbine**), sono **poco presenti sul territorio nazionale**. Vi è però una quota parte molto

significativa che è invece riconducibile ad aziende collocate sul territorio italiano. Si può quindi stimare che nel 2023 tra i **5,5 e i 6,5 miliardi di € dall'installazione e gestione di impianti eolici e fotovoltaici di valore siano rimasti sul territorio italiano**, e altri **1,5 - 2,5 miliardi di €** in Paesi europei.

Valore generato dalla filiera delle rinnovabili nel 2023



Quota della filiera Italiana



Box: Moduli e turbine: il quadro della dipendenza europea dall'estero

Per quanto riguarda la **produzione di moduli**, i maggiori operatori a livello mondiale si trovano in **Asia (oltre il 90%** della produzione mondiale), ed in particolare in **Cina**, da sola responsabile di circa il 75%⁽¹⁾. Di contro, l'Europa ottiene meno del 5% di market share, poco più del Nord America (2,4%).

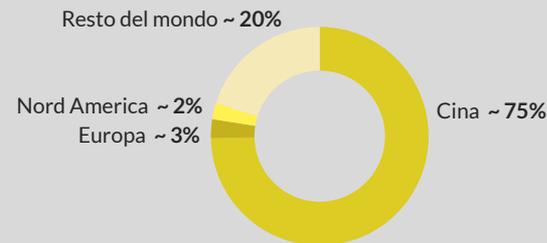
Questo trend è in parte giustificabile con la **domanda di moduli**, per la quale la Cina, ampiamente leader mondiale, ha installato oltre il **60%** del totale mondiale nel 2023, a fronte del **16% dell'Europa** e dell'8% del Nord America.

Anche per quanto riguarda l'eolico, la quota di mercato raccolta dagli operatori cinesi è di circa **due terzi**. A differenza del fotovoltaico, tuttavia, **l'Europa ottiene una quota importante di produzione mondiale**, con tre tra i maggiori operatori mondiali (Vestas, Siemens Gamesa e Acciona/Nordex), che insieme sommano circa il **20% della capacità di produzione mondiale**. Tuttavia, **la loro quota è in calo** rispetto agli anni precedenti a discapito proprio degli operatori cinesi.

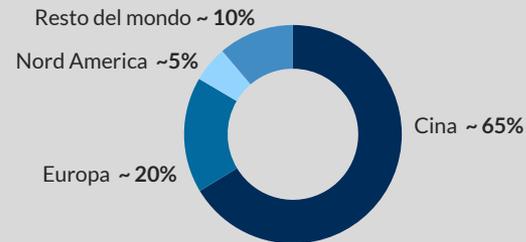
Anche in questo caso, negli ultimi anni la **Cina** è diventata leader mondiale, arrivando a detenere oltre il **60%** del totale delle installazioni nel corso del 2023, a fronte del **15% dell'Europa**.

(1) Fonte: IEA (2022), Solar PV manufacturing capacity and production by country and region. (2) Fonte: Enerdata (2024), Evolution of the Wind Turbines Manufacturers' Market Share

Quota di mercato dei moduli per area geografica⁽¹⁾



Quota di mercato di turbine eoliche per area geografica⁽²⁾



Le ricadute delle rinnovabili in Italia

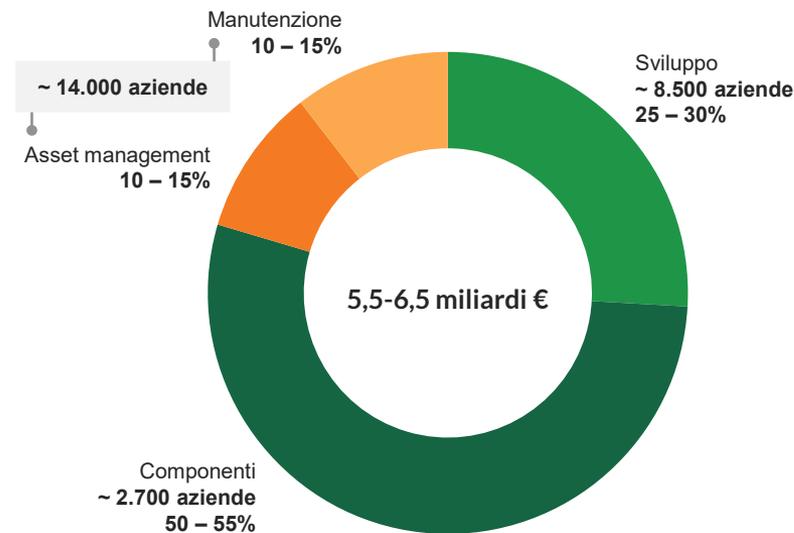
Come detto in precedenza, circa il **60% del valore della filiera delle rinnovabili rimane sul territorio italiano** e si stima che nel corso del 2023 abbia generato tra i **5,5 e i 6,5 miliardi di €**, di cui circa la metà relativi alle componenti, un 25 – 30% allo sviluppo e la parte restante divisa tra asset management e manutenzione.

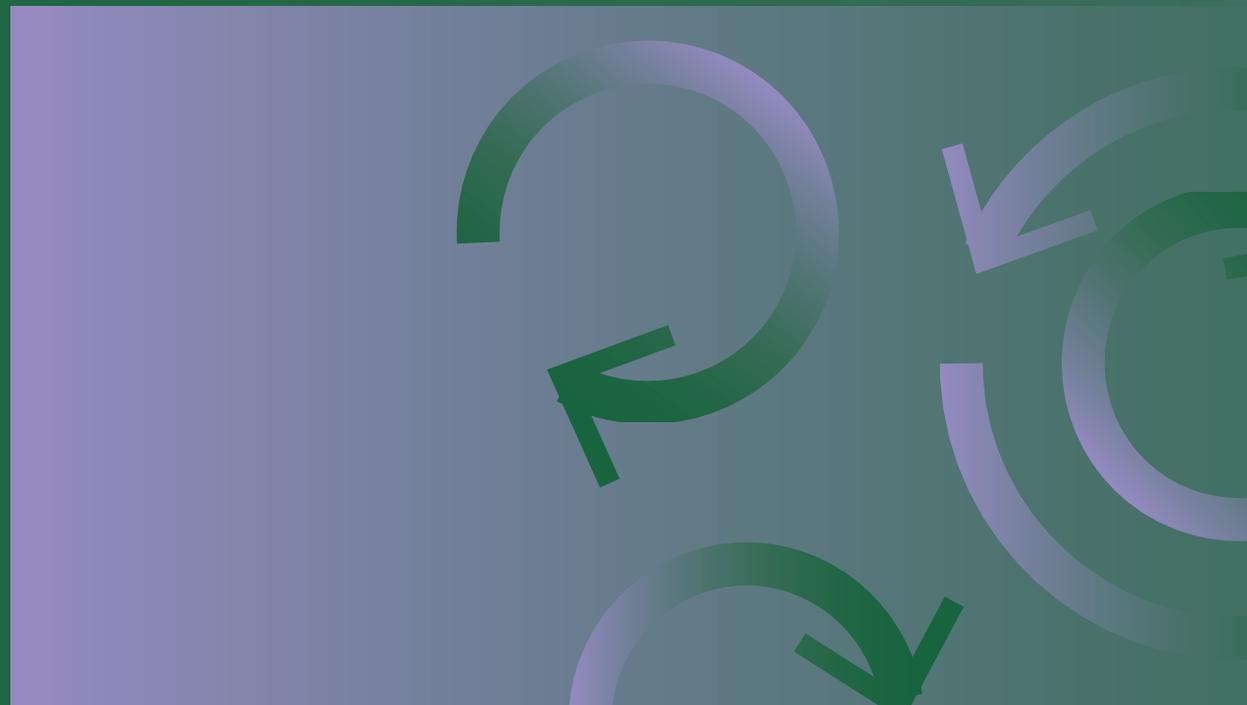
Questo contribuisce alla filiera italiana delle rinnovabili, per la quale sono state fatte delle stime in merito alla numerosità di aziende presenti sul territorio. Ne sono state identificate circa **25.000⁽¹⁾**, di cui 2.700 relative alla componentistica, 8.500 per lo sviluppo e l'installazione degli impianti e circa 14.000 per la gestione degli asset e la manutenzione, che complessivamente occupano oltre **200.000 addetti**.

(1) I codici ATECO considerati per l'iniziale selezione delle aziende sono i seguenti:

- Per lo sviluppo degli impianti e la gestione e manutenzione: 35 (Fornitura di energia elettrica, gas, vapore e aria condizionata), 41 (Costruzione di edifici), 42 (Ingegneria civile) e 43 (Lavori di costruzione specializzati);
- Per la componentistica: 23 (Fabbricazione di altri prodotti della lavorazione di minerali non metalliferi), 24 (Attività metallurgiche), 25 (Fabbricazione di prodotti in metallo, esclusi macchinari e attrezzature), 26 (Fabbricazione di computer e prodotti di elettronica e ottica), 27 (Fabbricazione di apparecchiature elettriche), 28 (Fabbricazione di macchinari e apparecchiature nca), 29 (Fabbricazione di autoveicoli, rimorchi e semirimorchi), 30 (Fabbricazione di altri mezzi di trasporto), 31 (Fabbricazione di mobili), 32 (Altre industrie manifatturiere), 33 (Riparazione e installazione di macchine e apparecchiature).

Valore generato dalla filiera delle rinnovabili nel 2023 in Italia





Gli scenari di diffusione delle rinnovabili in Italia

CAP.

05



messaggi chiave

I primi mesi del 2024 sembrano mostrare una **crescita delle installazioni in linea o superiore al 2023 (+ 1,2 GW di fotovoltaico e + 100 MW di eolico nei primi 2 mesi dell'anno)**. Questi risultati, se confermati su tutto l'anno, rappresenterebbero un buon livello di installazioni.

Tuttavia, **c'è il rischio che questa crescita non sia «strutturale» ma dettata dalla «coda lunga»** delle installazioni legate al Superbonus, e quindi prevalentemente ad impianti di piccola taglia.

Nel **biennio successivo (2025 – 2026)** ci si può quindi aspettare un forte **rallentamento delle installazioni**, dovuto ai ritardi normativi nell'approvazione dei decreti incentivanti e di quelle misure «abilitanti», che stanno causando problematiche per gli impianti di grande taglia.

Questo porta le stime per le nuove installazioni nel 2025-2026 a circa **1 – 1,5 GW all'anno per il fotovoltaico** e a **400 – 500 MW per l'eolico**, ben distanti da, rispettivamente, **7 GW e 2 GW all'anno** necessari per raggiungere gli obiettivi del PNIEC al 2030.

Qualora le criticità attualmente presenti non venissero risolte, ricadremmo in uno **scenario «BAU»** per cui, al 2030, pur con una crescita dell'installato fotovoltaico ed eolico, mancheremmo ampiamente gli obiettivi: si stima infatti di poter arrivare intorno a **70 GW complessivi** tra fotovoltaico ed eolico, a fronte dei **110 GW previsti dal PNIEC**.

Se invece si superassero queste criticità, potremmo rientrare nello **scenario «REN»** e quindi **centrare gli obiettivi previsti**. Tra le differenze più evidenti tra i due scenari, vi è l'apporto, in questo secondo caso, degli **impianti di grande taglia**, che contribuirebbero in modo significativo alle nuove installazioni.

I due scenari creerebbero **investimenti lungo la filiera** stimati in **35 – 45 miliardi di € nello scenario BAU** e a **80 – 90 miliardi di € nello scenario REN**.

Gli investimenti sarebbero ripartiti in modo diverso a seconda dell'evoluzione della filiera stessa, per la quale sono stati stimati due possibili scenari evolutivi:

- Una **filiera «AS-IS»**, dove si continua a dipendere dall'importazione di moduli e altre componenti da paesi extra-UE;
- Una **filiera «UE»**, dove gli investimenti programmati a livello europeo permettono la diffusione di un'industria nei diversi Paesi comunitari per far fronte agli investimenti necessari.

Nel primo caso, la quota di investimenti che rimarrebbe in Italia è stimata in circa il 60 – 65%, mentre una quota significativa (15 – 20%) ricadrebbe su Paesi extra-UE.

Nel secondo invece, gli investimenti trattenuti sul territorio si alzerebbero al 65 – 70% del totale, a cui si aggiunge un ulteriore 25 – 30% in Paesi europei, riducendo significativamente la dipendenza dalle importazioni extra-UE.

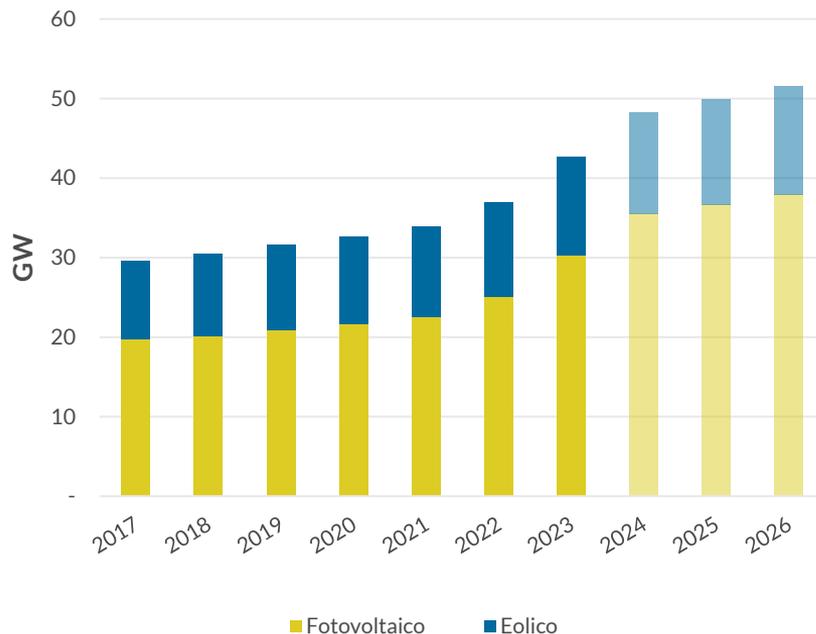
L'andamento di breve periodo: 2024-2026

I primi dati del **2024** sembrano **confermare il trend relativo al 2023**: nel primo trimestre del 2024 sono stati infatti installati circa **1,2 GW di fotovoltaico** e solo circa **100 MW di eolico**. Se confermati lungo tutto l'anno, le installazioni complessive di fotovoltaico ed eolico potrebbero rimanere intorno ai **5 GW** anche nel corso del 2024.

Vi è tuttavia un rischio connesso ai **ritardi nell'approvazione dei nuovi decreti**, che potrebbe portare ad un nuovo **rallentamento** delle installazioni nel corso del 2025 - 2026 sui livelli registrati prima del 2022. In questo scenario, la crescita attesa del **fotovoltaico sarebbe di 1 - 1,5 GW all'anno**, prevalentemente da impianti di piccola taglia, e dell'eolico di **400 - 500 MW all'anno**.

Per rientrare negli scenari del **PNIEC**, che prevedono circa 80 GW di fotovoltaico e 28 GW di eolico al 2030, che si traducono in oltre **7 GW all'anno per il primo** e **2 GW all'anno per il secondo**. Il rallentamento mostrato ci porrebbe già in «**ritardo**» di **oltre 10 GW di fotovoltaico** e di **5 GW per l'eolico**.

Scenario di breve periodo (2024-2026)

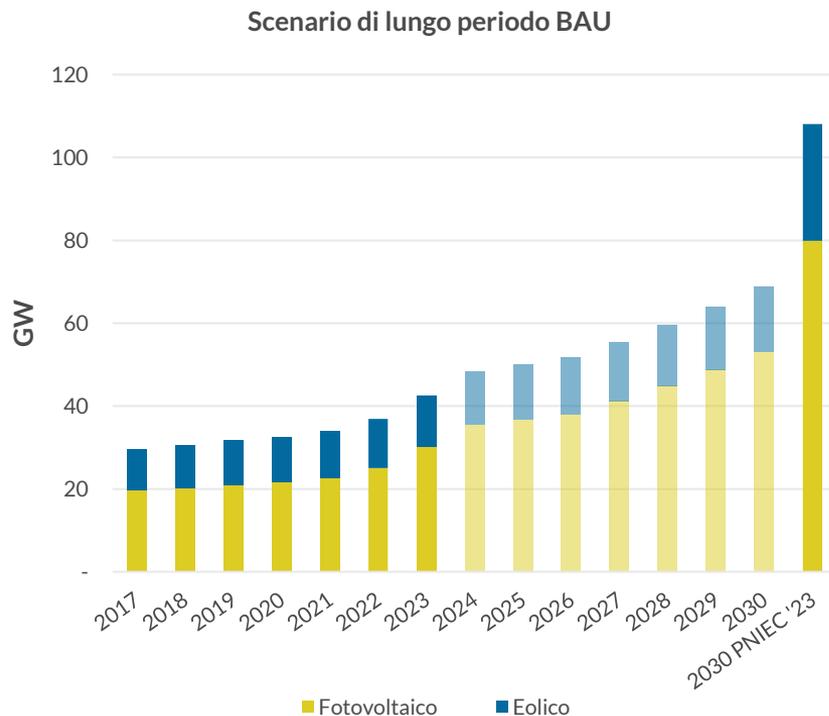


L'andamento di mercato sino al 2030 nello scenario BAU

Nello scenario *Business as Usual* (BAU), in cui si considera l'orizzonte temporale 2027 – 2030, vi è una **situazione di stallo per quanto riguarda la normativa**, che porta ad una crescita costante, ma contenuta, delle installazioni, grazie all'entrata in vigore dei diversi decreti presentati in precedenza (ad esempio, decreto FER X, decreto CER, ...).

Per questi si prevede una **buona saturazione dei contingenti messi a disposizione per impianti di piccola e media taglia**, mentre **gli impianti di grande taglia stentano a decollare** e a contribuire in modo consistente alle installazioni complessive. Questo è ovviamente valido **soprattutto per l'eolico**, per il quale sono state evidenziate le difficoltà dovute all'incremento dei costi e che è ovviamente meno «scalabile» del fotovoltaico.

In questo scenario si arriva al 2030 con circa **70 GW di installato complessivo** tra fotovoltaico ed eolico, ampiamente **sotto gli obiettivi previsti** nei diversi scenari PTE (100 GW), PNIEC 2023 (circa 110 GW) ed EF (oltre 120 GW).



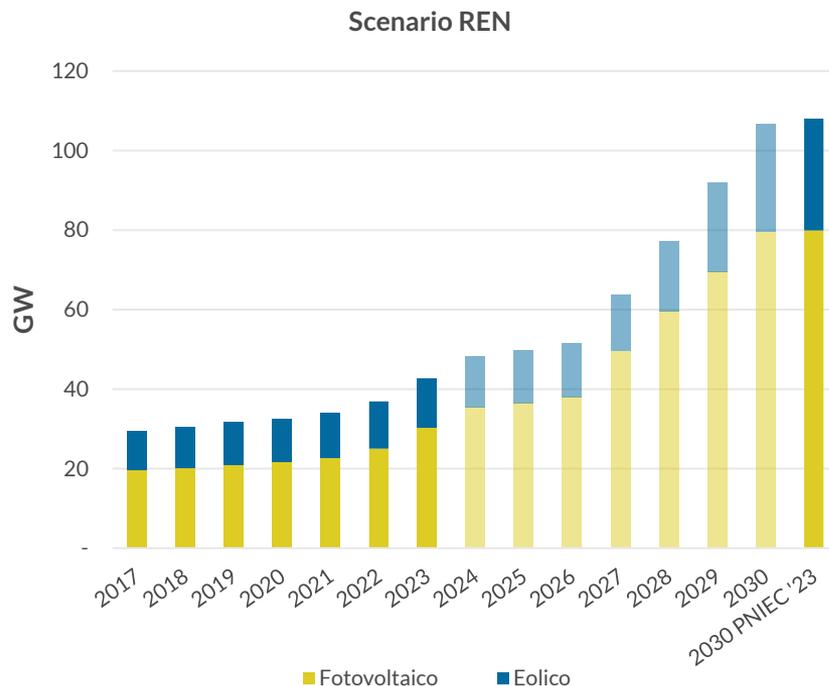
L'andamento di mercato sino al 2030 nello scenario REN

Nello **scenario a trazione rinnovabili (REN)**, a differenza dello scenario BAU, **già dal 2027** si vedono gli effetti dei diversi decreti, che contribuiscono ad accrescere lo sviluppo in particolare degli **impianti di grande taglia**.

Si sottolinea come, per passare a questo scenario, sia fondamentale:

- accelerare con la pubblicazione dei **decreti**, ed in particolare del FER X, con tariffe che, come evidenziato nell'analisi dell'LCOE, è estremamente importante che siano adeguate ai costi attuali;
- definire il **quadro normativo-regolatorio relativo alle misure «abilitanti»** presentate nel capitolo sulla normativa, con particolare attenzione alla definizione delle **aree idonee**.

In questo scenario, al 2030 si raggiungono circa **110 GW complessivi tra fotovoltaico ed eolico**, in linea con gli obiettivi previsti all'interno del PNIEC 2023.

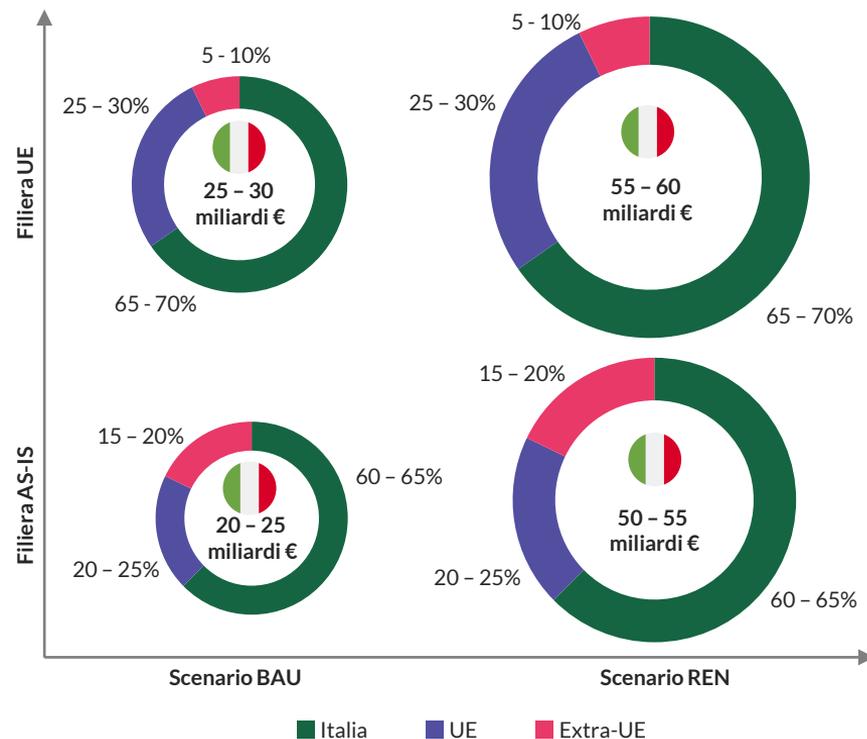


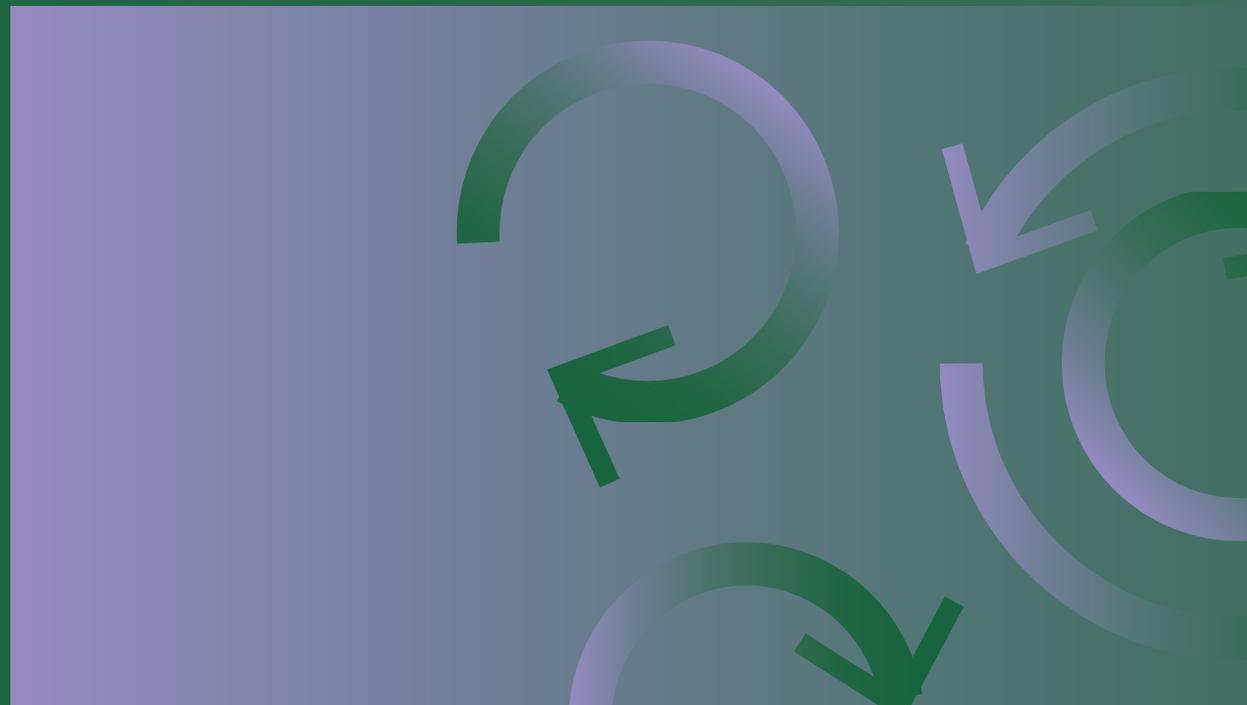
Le ricadute sulla filiera in Italia

Le ricadute sulla filiera sono state calcolate considerando i **due scenari previsti al 2030**, BAU e REN, e la **possibile implementazione di misure atte a favorire lo sviluppo di una filiera interna all'Unione Europea** (in particolar modo per quanto riguarda gli OEM).

Nello scenario BAU, si prevede che al **2030 la filiera raggiunga i 35 – 45 miliardi di €** in Italia, di cui circa il **60%** rimane sul territorio nel caso di filiera immutata rispetto alle condizioni attuali. Questa percentuale sale al **65 – 70% per l'Italia**, a cui va aggiunto un altro **25 – 30% per l'UE** nel caso di sviluppo della filiera interna.

In caso di scenario REN, si avrebbero invece investimenti stimati in **80-90 miliardi di €** al 2030, con una crescita importante della filiera italiana ed europea. In particolare, se le politiche comunitarie avessero successo nel consolidare una filiera europea, potremmo **«trattenere» 50 – 60 miliardi di € sul territorio italiano** e altri **20 – 25 miliardi di € in territorio europeo**.







AGSM AIM è la multiutility nata nel 2021 dalla fusione per incorporazione tra Agsm Verona e Aim Vicenza. È attiva nei settori dell'energia elettrica, del gas, del teleriscaldamento, dell'efficienza energetica, dell'illuminazione pubblica, nei servizi di telecomunicazioni e fibra ottica, nell'igiene ambientale, nella sosta e manutenzione del patrimonio comunale. È un Gruppo a capitale interamente pubblico, partecipato al 61,2% Comune di Verona e al 38,8% dal Comune di Vicenza, territori nei quali è storicamente e profondamente radicato.

Con 2 miliardi di euro di ricavi (Bilancio 2023), più di 1.800 dipendenti in Italia e oltre 850.000 clienti serviti nella vendita di energia elettrica e gas, è una delle principali multiutility italiane. AGSM AIM fornisce servizi essenziali per i cittadini, le imprese, gli enti e le istituzioni del territorio. Le attività del Gruppo sono ripartite in base al criterio delle funzionalità e articolate in 6 business unit.

In qualità di polo aggregante, in particolare modo nel Nord-Est, AGSM AIM intende realizzare investimenti che portino benefici diretti per i territori, migliorino la qualità del servizio offerto e rispondano con efficacia alle sfide che attendono il settore dei servizi di utilità pubblica. Il Gruppo prevede investimenti negli ambiti della transizione green e digitale, della circular transformation e della decarbonizzazione, delle gare e delle liberalizzazioni.

La missione del Gruppo consiste nell'impegno al raggiungimento di risultati economici e operativi che consentano la produzione e la distribuzione di valore aggiunto, garantendo nel contempo il rispetto delle diverse esigenze del territorio e perseguendo costantemente la soddisfazione del Cliente.

Alperia è il più grande provider di servizi energetici dell'Alto Adige e una delle maggiori aziende italiane nel settore della Green Energy. Siamo sostenibili per natura: da oltre 120 anni produciamo energia rinnovabile con la forza dell'acqua.

Siamo un'azienda orientata al futuro che offre servizi energetici sostenibili al 100%: le nostre attività spaziano dalla produzione di energia rinnovabile, alla gestione della rete elettrica e di sistemi di teleriscaldamento, dalla fornitura di luce e gas green, fino a soluzioni per la mobilità elettrica e l'efficienza energetica.

La transizione energetica è per noi un tema urgente e non più rinviabile. Viviamo un momento storico determinante per il futuro, anni fondamentali per ripensare il nostro approvvigionamento energetico e rivedere le nostre abitudini di consumo.

Per questo sviluppiamo soluzioni tecnologiche innovative, orientando i nostri sforzi per un presente più smart e green e siamo al fianco di tutti coloro che insieme a noi

vogliono intraprendere questa strada, come partner per la transizione energetica.

Dal 2020 siamo la prima azienda di servizi pubblici Carbon Neutral d'Italia (per compensazione delle emissioni operative). Ora vogliamo raggiungere il NET ZERO entro il 2040, riducendo e compensando le emissioni di gas serra e promuovendo la produzione di energia a basse emissioni.

Una dimostrazione del nostro impegno per la sostenibilità, il Financial Times ci ha designato come una delle aziende leader nella protezione del clima a livello europeo; di fatto Alperia risulta 55a a livello europeo nella lista "European Climate Leaders 2023", riconoscendone i progressi nella riduzione delle emissioni di gas serra e il concreto impegno nella protezione dell'ambiente.



Federazione ANIE rappresenta, nel Sistema Confindustria, le imprese ad alta e medio-alta tecnologia attive nelle filiere dell'Elettrotecnica e dell'Elettronica e i General Contractor industriali.

ANIE è un importante punto di incontro per la comunità di imprese che rappresenta, da cui originano nuove sinergie e nuove opportunità di business.

ANIE riunisce attori strategici nel campo delle tecnologie all'avanguardia per i mercati del Building, dell'Energia, dell'Industria e delle Infrastrutture.

L'area building si rivolge al mercato della progettazione, costruzione e manutenzione di edifici residenziali, commerciali e industriali dove le tecnologie ANIE svolgono un ruolo fondamentale per migliorare l'efficienza energetica, la sicurezza, il comfort e la funzionalità.

L'area energia si rivolge al mercato della produzione, trasmissione, distribuzione dell'energia elettrica dove le tecnologie

ANIE sono utilizzate al fine di soddisfare l'edilificazione delle comunità, delle industrie e dei trasporti.

L'area industria si rivolge al mercato della trasformazione industriale. Le tecnologie ANIE contribuiscono alla progettazione, produzione e gestione dei componenti utilizzati nei macchinari impiegati dalle aziende manifatturiere per produrre beni di consumo.

L'area infrastrutture si rivolge al mercato della progettazione, costruzione e gestione delle strutture essenziali per il funzionamento delle società moderne. Ciò include infrastrutture stradali, ferroviarie, portuali e aeroportuali, reti di distribuzione dell'acqua e del gas, reti di telecomunicazioni, elettriche ed infrastrutture digitali. Le tecnologie ANIE contribuiscono allo sviluppo di infrastrutture sicure ed efficienti.



Noi di BayWa r.e. ripensiamo il modo di produrre, immagazzinare e utilizzare l'energia, per accelerare la transizione energetica globale rinnovabile, essenziale per il futuro del nostro pianeta.

Con sedi in 34 paesi, quasi 5,8 miliardi di € di fatturato, BayWa r.e. è leader nello sviluppo di energie rinnovabili, nella distribuzione, nella fornitura di servizi e di soluzioni energetiche.

BayWa r.e. fornisce soluzioni end-to-end per la gestione continua delle operazioni ed è un Produttore di Energia Indipendente con un'attività di trading di energia in espansione. Grazie a innovazione, creatività e competenza, abbiamo portato in rete con successo più di 6 GW di energia rinnovabile, e gestiamo oltre 10,5 GW di impianti.

BayWa r.e. lavora con imprese e organizzazioni di tutto il mondo per fornire soluzioni rinnovabili su misura che riducono l'impatto ambientale e diminuiscono i costi energetici. Attraverso il nostro approccio al

Contributo per il Clima, che si allinea alle migliori pratiche di azione sul clima e all'Accordo di Parigi, stiamo compiendo significativi passi avanti nel nostro percorso di sostenibilità.

Abbracciando l'equità e la diversità, ci impegniamo a creare ambienti di lavoro inclusivi in cui ciascuno possa raggiungere il proprio pieno potenziale. Ogni giorno lavoriamo per trovare nuove soluzioni, ridefinire gli orizzonti tecnologici e gli standard dei servizi e rendere ancora migliore l'energia rinnovabile.

I nostri azionisti congiunti sono BayWa AG, azienda globale con un fatturato di 23,9 miliardi di €, ed Energy Infrastructure Partners, leader negli investimenti per le infrastrutture energetiche che gestisce oltre 7 miliardi di € degli investitori globali.



Cassa Depositi e Prestiti (CDP), dal 1850, promuove lo sviluppo sostenibile del Paese, impiegando risorse finanziarie raccolte prevalentemente attraverso il risparmio postale.

Insieme alle società del Gruppo, CDP sostiene l'innovazione, la crescita e l'internazionalizzazione delle imprese, finanzia la realizzazione delle infrastrutture e gli investimenti delle Pubbliche Amministrazioni, offrendo anche consulenza tecnica nelle fasi di programmazione e progettazione delle opere.

Sostiene le politiche di valorizzazione del patrimonio immobiliare pubblico e investe nell'edilizia sociale e scolastica, nella formazione, nell'arte e nella cultura. CDP, inoltre, è operatore chiave della cooperazione internazionale, finanziando, anche in partnership con soggetti pubblici e privati, progetti finalizzati al raggiungimento degli obiettivi di sviluppo sostenibile.

CDP è infine azionista di primarie aziende italiane operanti in settori strategici, con le quali promuove iniziative congiunte volte a favorire lo sviluppo dei settori industriali e delle filiere.



Cogenio è una piattaforma di servizi per l'efficienza energetica che supporta le imprese nel percorso verso la carbon neutrality, offrendo soluzioni finanziate di generazione distribuita, fonti rinnovabili ed efficienza energetica, con l'obiettivo di ridurre le emissioni di CO2 e incrementare la sostenibilità.

Cogenio è una Società del Gruppo Infracapital, realtà leader in investimenti infrastrutturali di lungo periodo in soluzioni energetiche altamente sostenibili, che opera mediante il supporto di Enel X, società del Gruppo Enel, con elevate competenze tecnologiche e di mercato, nell'ambito dell'efficienza energetica e della generazione distribuita.

La Società opera in formula ESCo, ossia sostenendo totalmente l'investimento per la realizzazione dell'impianto e gestendo quest'ultimo per l'intera durata contrattuale, consentendo ai propri Clienti di ottimizzare i costi legati ai consumi energetici e focalizzarsi sul proprio core business.

La piattaforma opera in Italia, Spagna, Francia e Portogallo, dove gestisce circa 200 impianti di proprietà tra cogenerazione e trigenerazione, fotovoltaico behind the meter, pompe di calore, impianti di recupero termico e di distribuzione locale di elettricità e gas ed interventi di efficienza energetica.



Edison è la più antica società energetica in Europa, con 140 anni di primati, ed è uno degli operatori leader del settore in Italia con attività di approvvigionamento, produzione e vendita di energia elettrica, gas naturale e servizi energetici e ambientali. La società è impegnata in prima linea nella sfida della transizione energetica, attraverso lo sviluppo della generazione rinnovabile e low carbon, i servizi energetici e ambientali e la mobilità sostenibile, in piena sintonia con gli obiettivi definiti dal Green Deal europeo. Edison ha un parco di produzione di energia elettrica altamente flessibile ed efficiente, composto da oltre 250 centrali tra impianti idroelettrici, eolici, solari e termoelettrici a ciclo combinato a gas ad alta efficienza.

La potenza netta installata complessiva del Gruppo è di oltre 7 GW.

Oggi opera in Italia e in Europa, impiegando oltre 6.000 persone.



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 28 paesi. Con una potenza installata di 16,6 GW (2022), 34,6 TWh generati nel 2023 e oltre 3000 dipendenti di 51 differenti nazionalità, si afferma come uno dei maggiori produttori di energia da fonte eolica nel mondo. EDPR è attivamente impegnata nella decarbonizzazione dell'economia accelerando il suo sviluppo di rinnovabili e diversificazione del mix tecnologico., avendo 4,4 GW di capacità in costruzione, di cui il 60% costituito da solare e 0,2 GW di accumuli co-locati con altri impianti rinnovabili.

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 un primario operatore di fotovoltaico in Europa con una capacità installata di oltre 1 GW. È controllato al 70% dai fondi di 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 crescita della competitività industriale attraverso l'innovazione tecnologica. EF Solare vuole 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: da un lato il miglioramento delle performance tecnico-economiche dei propri asset, at-

traverso un nuovo modello operativo di O&M, il revamping e repowering degli impianti esistenti, il presidio attivo dell'Energy Management e lo sviluppo ICT; dall'altro la crescita del portafoglio e lo sviluppo di nuovi business, attraverso la costruzione di nuovi impianti in Italia e in Spagna, l'ingresso nel mercato dei servizi di rete grazie allo storage elettrochimico, e lo sviluppo delle opportunità offerte dal modello dei prosumer.



Elettricità Futura è la principale Associazione del settore elettrico e rappresenta il 70% del mercato elettrico italiano.

L'obiettivo fondamentale di Elettricità Futura è promuovere lo sviluppo del settore elettrico italiano nella direzione della transizione energetica, attraverso un percorso di rilancio e valorizzazione della filiera industriale che consenta la creazione di notevoli benefici per l'economia e l'occupazione aumentando la sicurezza, l'indipendenza, la sostenibilità e la competitività dell'Italia.

Elettricità Futura supporta la crescita delle aziende del settore elettrico, condivide le loro istanze attraverso un costante dialogo con le Istituzioni nazionali ed europee, organizza e favorisce occasioni di networking per lo sviluppo delle imprese e offre un'informazione costante sulle novità normative e tecnologiche e sulle opportunità di internazionalizzazione.

Per risolvere l'emergenza energetica e climatica, Elettricità Futura ha elaborato il Piano 2030 di sviluppo del settore elettrico che ha l'obiettivo di raggiungere l'84% di elettricità rinnovabile, creando 540.000 nuovi posti di lavoro e 360 miliardi di benefici economici in Italia entro i prossimi 7 anni.

Elettricità Futura aderisce a Confindustria, Confindustria Energia e partecipa al dibattito europeo attraverso l'adesione a diverse associazioni internazionali di rappresentanza del settore (Euroelectric, Wind Europe, Solar Power Europe, Bioenergy Europe, European Clean Hydrogen Alliance).



Energy Intelligence fornisce servizi nel campo dell'efficienza energetica e della produzione di energia da fonti rinnovabili per uno sviluppo sostenibile. Attraverso la digitalizzazione dei flussi energetici aiuta le imprese a ottimizzare l'uso dell'energia e a adottare il modello PROSUMER, integrando produzione e consumo di energia, e gestendo le sfide legate all'autoproduzione, all'accumulo e alla mobilità elettrica.

FOTOVOLTAICO: Gestiamo oltre 500 MWp su 900 impianti, posizionandoci come uno dei maggiori operatori italiani di Global Services fotovoltaico. Oltre alla progettazione e realizzazione di nuovi impianti, forniamo servizi di Asset e Risk Management, manutenzione dinamica (O&M) e revamping di impianti in esercizio.

EFFICIENZA ENERGETICA: Offriamo consulenza e servizi per ridurre i consumi energetici in ambienti industriali e building complessi. Attraverso il monitoraggio dei flussi energetici e il controllo delle prestazioni degli impianti, sviluppiamo inter-

venti orientati al risparmio, all'indipendenza energetica e alla sostenibilità. Inoltre, forniamo servizi specializzati per la progettazione e gestione delle Comunità Energetiche, anche tramite una piattaforma digitale dedicata.

EI PLATFORM: Il nostro asset principale è una soluzione Cloud per l'utilizzo intelligente dell'energia. Basata sull'architettura IoT, gestisce un portafoglio di impianti, fornendo indicatori prestazionali ed economici (KPI) per investimenti e gestione efficiente.

LABORATORIO DI SPERIMENTAZIONE: Disponiamo di un laboratorio sul fotovoltaico, realizzato con il patrocinio delle Istituzioni e dell'Università, dove è stata sviluppata la tecnologia per il controllo e l'analisi dei flussi energetici. Il laboratorio, uno dei pochi in Italia, è un centro di innovazione costante per testare nuove tecnologie e metodi di diagnostica avanzata.



ENGIE opera sull'intera catena del valore dell'energia, dalla progettazione, alla costruzione e gestione degli asset di produzione di energia rinnovabile fino alla vendita a clienti finali, per rendere l'intero progetto economicamente sostenibile senza necessità di fondi pubblici.

Il Gruppo ENGIE ha annunciato l'obiettivo di raggiungere la Carbon Neutrality entro il 2045 a partire dallo sviluppo di fonti rinnovabili, raggiungendo entro il 2030 una capacità totale, nel mondo, di 80GW.

In Italia ENGIE detiene, tra progetti esistenti e in costruzione, 558 MW di impianti rinnovabili raggiunti attraverso importanti investimenti, per un totale di 28 parchi di energia rinnovabile.

Coerentemente con la propria strategia, ENGIE ha l'obiettivo di arrivare in Italia a 2 GW di potenza installata entro il 2030 partendo dagli impianti oggi in esercizio e gestiti direttamente: 350 MW di parchi eolici, 115 MW di parchi fotovoltaici

e circa 40 MW di impianti storage. Sono attualmente in costruzione 60 MW di nuovi impianti eolici e 26 MW di nuovi impianti fotovoltaici.

In Sicilia, ENGIE ha realizzato il più grande parco agrivoltaico oggi in esercizio in Italia. Una capacità installata di 66 MW e oltre 120.00 pannelli fotovoltaici su una superficie di 115 ettari equivalenti a 161 campi da calcio: si tratta del più innovativo progetto italiano in ambito rinnovabili in quanto concepito sulla base di un modello contrattuale di Corporate PPA, abbinato ad un sistema di pannelli fotovoltaici bifacciali montata su inseguitori mono assiali, che consente di catturare sia la luce diretta che quella riflessa dai terreni circostanti permettendo una migliore coltivazione della terra sottostante.



Eni è una global energy tech company presente in 62 Paesi, con oltre 30.000 dipendenti.

Nata come compagnia oil & gas, oggi si è trasformata in una società integrata dell'energia: ricopre un ruolo di primo piano nel garantire la sicurezza energetica e gioca un ruolo centrale nella transizione energetica.

Ha l'obiettivo di raggiungere la neutralità carbonica entro il 2050, attraverso la decarbonizzazione dei propri processi e dei prodotti che vende ai propri clienti.

In linea con questo obiettivo, Eni investe nella ricerca e nello sviluppo di tecnologie in grado di accelerare la transizione verso un'energia sempre più sostenibile, di cui fonti rinnovabili, biocarburanti, cattura e stoccaggio della CO2 sono solo alcuni esempi insieme a tecnologie game-changer come l'energia da fusione.

A supporto della propria trasformazione e del percorso di transizione, Eni ha costituito alcune società satellite, costruendo così una struttura che contribuisce a liberare nuovi investimenti nei settori strategici di attività.

Tra queste ci sono Plenitude, presente sul mercato con un modello di business distintivo che integra la produzione da rinnovabili, la vendita di energia e soluzioni energetiche e un'ampia rete di punti di ricarica per veicoli elettrici; Enilive, società dedicata alla bioraffinazione, alla produzione di biometano, alle soluzioni di smart mobility, tra cui il car sharing Enjoy, e alla commercializzazione e distribuzione di tutti i vettori energetici per la mobilità, anche attraverso le oltre 5.000 Enilive Station in Europa.

Tra le altre società, Versalis è impegnata nel percorso di trasformazione in un'azienda chimica sempre più sostenibile e specializzata, con un forte impegno per la circolarità e decarbonizzazione; Eni Rewind, è focalizzata sulle bonifiche e la gestione dei rifiuti con soluzioni efficaci per clienti pubblici e privati, in Italia e all'estero.



Da oltre 85 anni ERG opera nel settore dell'energia, sempre orientando le proprie scelte industriali a sostegno dello sviluppo e della crescita del business nel lungo periodo.

La strategia ha consentito ad ERG 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 in Europa con più di 3 GW di potenza installata. Una trasformazione che, tra il 2018 ed oggi, ha portato anche all'acquisizione e alla realizzazione di impianti fotovoltaici in Italia, Spagna e Francia per un totale di 540 MW, oltre all'ulteriore crescita nell'eolico. A ciò si aggiunge il recente ingresso di ERG nel mercato delle rinnovabili USA con 317MW di generazione eolica e fotovoltaica, un'opportunità per la crescita del portafoglio di attività, aumentandone diversificazione geografica e tecnologica.

Complessivamente abbiamo 3,7GW di capacità di generazione elettrica wind & solar installata in Europa ed USA; prevediamo un ulteriore sviluppo con un target di 4,5GW entro il 2026 nei settori eolico, solare e storage, attraverso lo sviluppo organico, accordi di co-sviluppo, nuove acquisizioni ed il Repowering di buona parte dei nostri parchi eolici italiani.

Al 31 dicembre 2023 abbiamo raggiunto un EBITDA pari a 534 mln di euro, evitando emissioni di gas-serra per oltre 3 mln di tonnellate.

L'evoluzione industriale di ERG è nel segno della sostenibilità ambientale e responsabilità sociale, con gli Environmental Sustainable Goals dell'ONU totalmente integrati con la nostra strategia: il nostro portafoglio di attività, non solo è coerente con le politiche energetiche nazionali ed europee ma ha permesso di contribuire concretamente alla lotta ai cambiamenti climatici.



ESPE, attraverso scelte progettuali mirate e personalizzate, offre soluzioni ad altissimo rendimento nel mondo fotovoltaico, ma non solo.

Si tratta di soluzioni specifiche in termini di performance e contesto d'installazione per: produttori/gestori di energia, grande industria, PMI, fondi nazionali e internazionali.

In crescita continua dal 1974, ESPE è lo specialista nel mondo dell'energia e dell'elettrico e uno dei principali Energy System Integrator a livello nazionale. Opera con pluridecennale esperienza nella generazione di energia (Fotovoltaica, Eolica, Biomassa), nella realizzazione di impianti di potenza (cabine MT e BT), nella gestione di impianti di controllo industriale (supervisione) e nella manutenzione e mantenimento della performance nel tempo.



Galileo è una piattaforma paneuropea di sviluppo e investimento in diverse tecnologie nel settore energetico rinnovabile. È stata creata nel 2020 con l'obiettivo di apportare un contributo significativo e sostanziale alla transizione energetica in Europa, con una visione industriale che prevede la combinazione di quattro competenze cardine per fare la differenza nella nuova era delle rinnovabili: sviluppo di progetti competitivi, vendita di energia elettrica ai consumatori finali, gestione dell'energia e soluzioni di finanziamento innovative.

Oggi Galileo sta portando avanti una pipeline di progetti fotovoltaici, eolici onshore e offshore e di sistemi di accumulo superiore a 12 GW in otto Paesi in Europa. Galileo è guidata da Ingmar Wilhelm, sviluppatore e imprenditore nel settore della transizione energetica, supportato da un team di manager di rilievo internazionale, ed è sostenuta da quattro importanti investitori istituzionali con strategie di lungo termine: Infratil Limited, Commonwealth

Superannuation Corporation (CSC), New Zealand Superannuation Fund (NZ Super Fund) e Morrison & Co Growth Infrastructure Fund (MGIF).

GR Value attraverso un team di esperti al massimo livello delle competenze tecniche, gestionali e finanziarie nel settore dell'energia, rappresenta un produttore indipendente di energia (IPP) in grado di estrarre il massimo valore dagli assets di produzione da rinnovabili, controllando l'intera catena del valore dall'originazione 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 miri a 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.

Tutte le società del gruppo GR Value hanno adottato il modello 231 ed il gruppo è certificato tramite un "eligibility assessment" emesso da DNV_GL il 19/11/2020 in termini di compliance con i Green Loan Principles.

Il Gruppo Intesa Sanpaolo è uno dei principali gruppi bancari in Europa, con un forte impegno ESG, un posizionamento ai vertici mondiali per l'impatto sociale e grande focus sul clima.

Il Gruppo Intesa Sanpaolo è il maggiore gruppo bancario in Italia, con 13,6 milioni di clienti e oltre 3.300 filiali.

Il Gruppo Intesa Sanpaolo è il leader italiano nelle attività finanziarie per famiglie ed imprese.

Inoltre il Gruppo ha una presenza internazionale strategica, con oltre 900 sportelli e 7,2 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 e Slovenia, al sesto in Bosnia-Erzegovina ed Egitto, al settimo in Moldavia e all'ottavo in Ungheria.

Al 31 dicembre 2023, il Gruppo Intesa Sanpaolo presenta un totale attivo di 963.570 milioni di euro, crediti verso clientela per 429.540 milioni di euro, raccolta diretta bancaria di 576.136 milioni di euro e una raccolta diretta assicurativa di 172.746 milioni di euro.

L'attività del Gruppo si articola in sei divisioni:

- Divisione Banca dei Territori
- Divisione IMI Corporate & Investment Banking
- Divisione International Subsidiary Banks
- Divisione Private Banking
- Divisione Asset Management
- Divisione Insurance



NetOn Power è una piattaforma lanciata dai fondi di private equity Quantum e 547 Energy, insieme a un team di esperti del settore energetico, il cui obiettivo è contribuire alla competitività e alla sostenibilità delle aziende industriali, secondo i più elevati standard di qualità. 547 Energy è una piattaforma globale specializzata in energie rinnovabili e green economy promossa da Quantum Energy Partners, un fondo specializzato in infrastrutture energetiche, con sede a Houston. Quantum ha un portafoglio di attività del valore di oltre 18 miliardi di dollari, gestito tramite 7 fondi raccolti dalla sua costituzione avvenuta più di 20 anni fa.

NetOn Power offre soluzioni complete di autoconsumo energetico ad aziende industriali, basate su PPA on-site. In questo modo il cliente non deve sostenere alcun investimento, accedendo a consistenti risparmi sulla bolletta elettrica e con un prezzo dell'elettricità stabile e garantito nel lungo periodo (solitamente tra i 10 e i 20 anni).

La soluzione più immediata è spesso l'utilizzo di spazi liberi sui tetti del cliente per l'installazione di pannelli solari fotovoltaici. Nei casi in cui i tetti degli edifici non abbiano spazio sufficiente per coprire la domanda di autoconsumo energetico, in NetOn Power abbiamo individuato delle alternative. In NetOn Power siamo specializzati nello sviluppo di impianti a terra, che consentono di coprire più di un terzo del consumo del cliente a un prezzo molto competitivo.

NetOn Power si occupa di tutte le fasi del progetto, mediante un modello di gestione integrata. Questo include la progettazione, l'elaborazione, il finanziamento, l'installazione e la gestione dell'impianto di autoconsumo energetico.



NVA è una piattaforma, partecipata dal fondo iCON Infrastructure, il cui obiettivo è sviluppare, costruire e gestire circa 1,5 GW di impianti alimentati da fonti rinnovabili di energia eolica e fotovoltaica entro il 2029, diventando una delle principali Independent Power Producer del panorama energetico italiano.

Impianti efficienti e sostenibili che rendono l'energia green in tutte le sue forme una realtà sempre più quotidiana e sempre più alla portata di tutti: nata come una società di ingegneria e sviluppo, NVA si pone ora come un punto di riferimento in piena espansione nel settore delle energie rinnovabili, con lo scopo di produrre ed immettere energia prodotta al 100% da fonti rinnovabili in maniera etica e sostenibile.

Proprio la sostenibilità e valorizzazione delle risorse e del territorio è un fattore chiave della propria attività, con la volontà di agire in tutti i suoi progetti secondo i principi di responsabilità e di etica, in stretta collaborazione con i suoi partner strategici e ispirandosi ai principi dell'economia circolare.

OBTON

Obton, gruppo danese e più importante player del Nord Europa operante nel settore della produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici, è attivo sin dal 2009 con oltre 2 GW di impianti nel mondo afferenti a 1.500 progetti, di cui oltre 330 MW nel mercato italiano.

Obton è storicamente leader nell'acquisizione e finanziamento di asset nel mercato secondario ed è attualmente impegnata nel programma di revamping più ambizioso d'Europa. Tuttavia, Obton copre l'intera value chain occupandosi anche di sviluppo di nuovi impianti fotovoltaici e agrivoltaici oltre che di sistemi di accumulo utility scale anche stand-alone.

La presenza stabile e consolidata nel mercato fotovoltaico italiano ha altresì permesso ad Obton di maturare una solida expertise nell'asset management service providing che attualmente è in grado di gestire oltre 320 impianti.

La mission di Obton rendere la produzione e vendita di energia da fonti energetiche rinnovabile una stabile opportunità di profitto per diversi stakeholder, siano essi investitori istituzionali e non, enti finanziatori o altri operatori del mercato operando in modo semplice e veloce secondo il motto "we make the difficult simple".

RWE

RWE è tra i principali attori nel mercato delle energie rinnovabili in Italia. Grazie alla vasta esperienza nel settore, è presente sul territorio nazionale con 15 parchi eolici onshore in esercizio con una capacità installata di circa 500 megawatt, in grado di soddisfare il fabbisogno energetico annuale di circa 400,000 famiglie. Entro il 2025, inoltre, è prevista la messa in funzione di due nuovi parchi eolici onshore e del primo impianto fotovoltaico in Italia..

RWE è attiva in tutte le fasi della catena del valore - dalla ricognizione di potenziali siti per lo sviluppo, alla costruzione, manutenzione nonché alla dismissione e repowering di impianti su tutto il territorio nazionale - dando sempre priorità alla massima qualità dei progetti.

Possiamo contare sull'esperienza di personale altamente qualificato: oltre 170 professionisti che operano sia a livello nazionale che internazionale. Grazie alla competenza e preparazione di rilievo di project managers, project engineers, tec-

nici e operatori, RWE crea importanti opportunità economiche a livello locale.

Ovunque operiamo, i nostri impianti rappresentano dei vettori per la valorizzazione e la crescita del territorio. Le nostre attività si fondano su partnership solide e sul dialogo con le comunità locali, garantendo misure di compensazione e mitigazione in campo ambientale e promuovendo cultura e tradizioni locali. Con il Programma RinnovaMente, concepito per divulgare la cultura della transizione energetica ed ecologica, abbiamo creato un progetto formativo destinato alle scuole e programmato una serie di eventi per incontrare le comunità locali.

Sinergo è una società multidisciplinare di ingegneria e architettura con oltre 30 anni di esperienza nel campo della progettazione integrata, infrastrutture e mobilità e transizione energetica. Situata nel nord-est italiano, la società è composta da un team di specialisti altamente qualificati nei vari settori civili, impiantistici e dell'architettura.

La mission è quella di fornire soluzioni innovative alle sfide di crescita nell'ambito della società civile e dell'industria con un'attenzione alla pianificazione tecnica ed economica, alla progettazione, alla direzione lavori e coordinamento della sicurezza in fase di realizzazione. Realizziamo il cambiamento nei territori in cui operiamo, progettando e costruendo opere sostenibili capaci di rispondere ai bisogni delle persone di oggi e di domani.

Progettazione integrata – sviluppiamo e coordiniamo ideazione, progettazione e realizzazione di interventi complessi nelle principali città italiane.

Infrastrutture e mobilità – siamo attivi nei principali aeroporti italiani – Venezia, Verona, Milano, Palermo, Roma Fiumicino e Bologna – e vantiamo una vasta esperienza nella progettazione di impianti specialistici, sistemi BHS, impianti per le infrastrutture di volo AVL etc. Nelle aree aeroportuali stiamo sviluppando i primi progetti di solar farm lungo le piste per la decarbonizzazione e il risparmio energetico.

Transizione energetica – contiamo su un team specializzato nello sviluppo di interventi per la transizione ecologica ed energetica, nell'ambito della produzione di energia da fonti rinnovabili di medie e grandi dimensioni - fotovoltaico, eolico, idroelettrico, biogas, biomasse, biometano, solare termodinamico – del teleriscaldamento, dell'efficiamento energetico per costruzioni civili e industriali.

Statkraft - il più grande produttore di energia rinnovabile d'Europa - è un'azienda con oltre 6.000 dipendenti in più di 20 Paesi, che sviluppa e gestisce asset di energia idroelettrica, eolica, solare e sistemi di accumulo, offrendo anche soluzioni PPA (Power Purchase Agreement) sia upstream che downstream. Con una storia ed un'esperienza di 130 anni, Statkraft è presente in Italia dal 2020 dove opera ispirandosi ai valori cardine del gruppo: Agiamo con Responsabilità, Cresciamo insieme, Facciamo la differenza. Principi che ci guidano da sempre verso un agire sostenibile e socialmente responsabile. La gestione delle relazioni con gli stakeholder è infatti rispettosa dei più alti standard di compliance aziendale, assicurando così un approccio etico al business e ottimi riscontri da parte delle comunità che accolgono i nostri investimenti green. Con la vision Rinnoviamo l'energia che alimenta il mondo Statkraft guarda al 2030 con l'obiettivo globale di diventare un'azienda leader nell'ambito delle energie rinnovabili e di fornire il suo contributo alla transizione

energetica italiana e al raggiungimento dei target di decarbonizzazione del nostro Paese. La priorità di Statkraft è quella di creare valore nei territori in cui opera attraverso progetti di alta qualità e con una forte attenzione alla sostenibilità, al fine di massimizzare le ricadute positive sul territorio. In Italia l'azienda è presente con oltre 120 progetti in sviluppo per un totale di oltre 5.4 GW, un portafoglio basato su una strategia di approccio integrato per bilanciare il sistema elettrico, che combini sia investimenti in tecnologie di generazione, come agrivoltaico ed eolico onshore, sia in sistemi di accumulo, fra cui stoccaggio tramite batterie e anche pompaggi idroelettrici.

Terna è la società che gestisce la rete di trasmissione nazionale italiana (RTN) dell'elettricità in alta e altissima tensione ed è il più grande operatore indipendente di reti per la trasmissione di energia elettrica (TSO) in Europa. Ha un ruolo istituzionale, di servizio pubblico, indispensabile per assicurare l'energia elettrica al Paese e permettere il funzionamento dell'intero sistema elettrico nazionale: porta avanti le attività di pianificazione, sviluppo e manutenzione della rete, oltre a garantire 24 ore su 24, 365 giorni all'anno, l'equilibrio tra domanda e offerta dell'elettricità attraverso l'esercizio del sistema elettrico. Con circa 75.000 km di linee in alta e altissima tensione, oltre 900 stazioni su tutto il territorio nazionale e 30 interconnessioni con l'estero può contare su un patrimonio di circa 6.000 professionisti.

Il compito di Terna è assicurare l'energia al Paese, garantendone la sicurezza, la qualità e l'economicità nel tempo e perseguendo lo sviluppo e l'integrazione con la rete elettrica europea, per garantire parità di accesso a tutti gli utenti. L'azienda sviluppa

anche attività di mercato e nuove opportunità di business valorizzando in Italia e all'estero le proprie competenze ed esperienze.

Quotata nel mercato telematico di Borsa Italiana dal 23 giugno 2004, Terna è regista e abilitatore della transizione ecologica per realizzare un nuovo modello di sviluppo basato sulle fonti rinnovabili e rispettoso dell'ambiente: sostenibilità, innovazione e competenze distintive per garantire alle prossime generazioni un futuro alimentato da energia pulita, accessibile e senza emissioni inquinanti.

VSB Energia Verde Italia S.r.l. è una società italiana di rilievo nel panorama energetico italiano. Parte di una multinazionale estera attiva da circa 30 anni nel campo delle rinnovabili, si dedica alla progettazione, sviluppo e realizzazione di centrali eoliche e agrifotovoltaiche. Con sedi strategicamente posizionate a Bari, Parma, Palermo, Potenza e Roma, VSB è all'avanguardia nella promozione della transizione ecologica grazie all'apporto di qualificato capitale umano, robuste risorse economiche e tecnologie innovative.

VSB integra gli impianti fotovoltaici con l'agricoltura, aumentando la resa delle colture e generando energia pulita allo stesso tempo. Progetta e costruisce centrali eoliche che sfruttano l'energia del vento per produrre elettricità, contribuendo alla lotta contro il cambiamento climatico. La loro visione di un futuro ecologico e prospero è un esempio da seguire per tutte le aziende che desiderano contribuire alla transizione verso un mondo più verde e pulito.

Copyright 2015 © Politecnico di Milano
Dipartimento di Ingegneria Gestionale Collana Quaderni AIP
Registrazione n. 433 del 29 giugno 1996 - Tribunale di Milano

ISBN 9788864931036