



RENWABLE ENERGY REPORT 2022

Road to 2030: i primi concreti passi verso il raggiungimento degli obiettivi di produzione da rinnovabili in Italia

Maggio 2022



POLITECNICO
MILANO 1863
SCHOOL OF MANAGEMENT

energystrategy.it

INDICE

Introduzione	6
Executive Summary	8
1. I numeri delle rinnovabili in Italia	22
2. L'andamento del prezzo dell'energia e il ruolo delle FER	114
3. L'evoluzione del quadro normativo	138
4. L'analisi del Life Cycle Assessment	172
5. Gli scenari futuri di mercato	224
Le imprese Partner	248





POLITECNICO
MILANO 1863
SCHOOL OF MANAGEMENT

INTRODUZIONE

PARTNER



PATROCINATORI



Il Renewable Energy Report 2022 segna, come sempre, un momento importante per Energy & Strategy.

E' innanzitutto la ripartenza del 2022, inaugurando un palinsesto ancora più ricco di Osservatori, ed è quindi per noi l'occasione di mettere a frutto l'attività di ricerca che già da diversi mesi è ripresa per mettere a disposizione della nostra *community* i dati, i numeri e le "impressioni" degli operatori, che con pazienza e costanza raccogliamo ed elaboriamo.

E' la ripresa dei convegni in presenza – anche se con una versione "estesa" digitale – con il momento, a noi tanto caro, della consegna del Rapporto (il "libro verde" come normalmente lo chiamano i nostri più affezionati partecipanti) a coloro che avranno trovato il tempo e la motivazione per raggiungerci nell'aula magna del nostro campus al Politecnico di Milano.

Purtroppo non è, e questa è la notizia meno positiva, la ripartenza delle rinnovabili nel nostro Paese. Sicuramente vi è stata una crescita rispetto al 2020, ma si avvicina sempre di più il fatidico 2030, rispetto al quale abbiamo ancora alzato l'asticella dell'obiettivo, e così ancora maggiore appare la distanza tra quanto fatto e quanto "sarebbe stato da fare".

Certo le giustificazioni sono tante, ed anche rilevanti, a partire dalla "coda lunga" della pandemia che ha di certo interessato – e nel nostro Paese più che altrove – tutto il 2021. A questa si è associata la crescita del costo della materia prima energetica, in particolare il gas, che ha fatto quasi da "apripista", almeno temporalmente, alla dolorosa guerra in Ucraina, ancora purtroppo in corso quando questo Rapporto è andato in stampa.

Sono però altrettanto numerose le soluzioni, concrete, discusse

nel Rapporto, per uscire da questa fase di stallo. E sono tantissime le analisi messe a disposizione dei policy maker e degli operatori del settore circa la diffusione, geografica e per taglia, delle rinnovabili nel nostro Paese e dell'impatto che queste potrebbero avere nel mitigare il prezzo dell'energia.

Il nostro auspicio è che il Rapporto del prossimo anno possa finalmente raccontare di una "ripresa" non soltanto decisa, ma anche "straordinaria", perché di questo abbiamo bisogno, per riagganciare il treno del 2030. Cercheremo di capirlo come sempre, a partire già dal giorno del nostro Convegno di presentazione del Rapporto 2022, stando ad ascoltare il parere dei nostri *partner*, indispensabile motore delle nostre ricerche, e provando a dare il nostro contributo.

Nella speranza davvero che questo possa essere un nuovo inizio, dimenticata la pandemia e la guerra, verso un futuro (prossimo) che sia finalmente sostenibile.



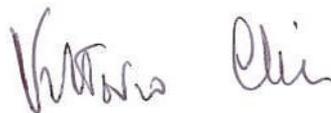
Umberto Bertelè

School of Management - Politecnico di Milano



Vittorio Chiesa

Direttore Energy & Strategy Group





POLITECNICO
MILANO 1863
SCHOOL OF MANAGEMENT

EXECUTIVE SUMMARY

PARTNER



PATROCINATORI



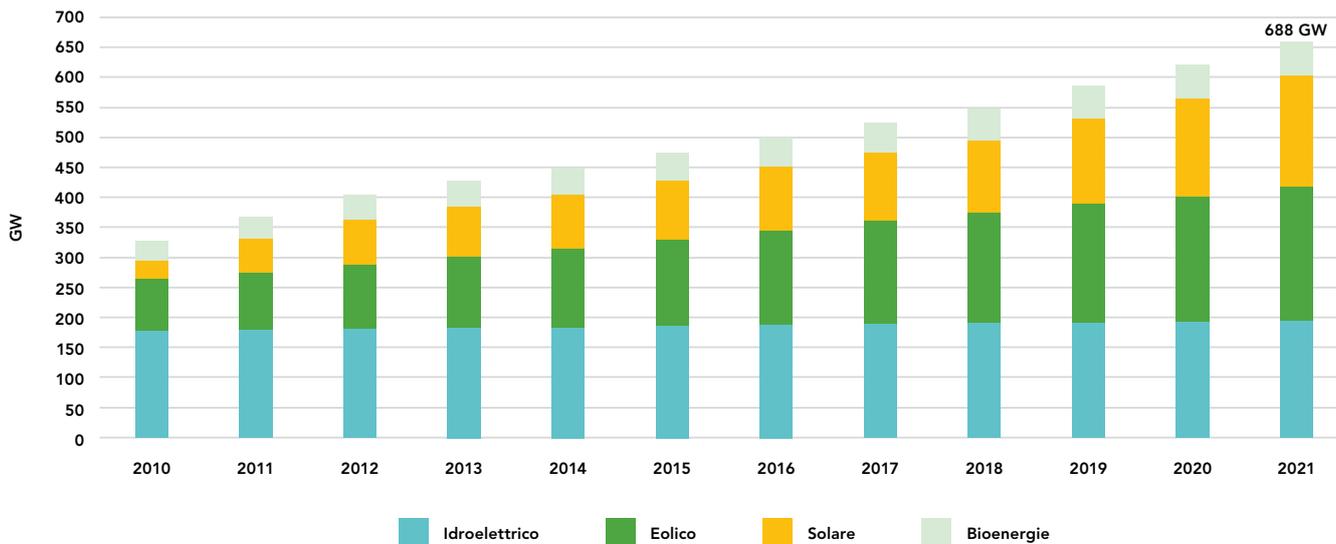
EXECUTIVE SUMMARY

L'anno 2021 è stato un anno particolarmente complesso per il mondo delle rinnovabili. Un anno caratterizzato ancora dalla morsa della pandemia, cui si è aggiunta una tensione per certi versi inaspettata sul mercato dell'energia, ulteriormente acuita poi dallo scoppio della guerra in Ucraina ... ma questo è già il 2022.

In realtà, tuttavia, è stato un ulteriore anno "sprecato" – e ci si rende conto del fatto che sia una parola "forte" – per l'obiettivo di ridare slancio alle installazioni, ancora fortemente limitate da

un contesto regolatorio e normativo che nonostante tutto non **è indubbiamente "semplificato" quanto sarebbe necessario.** Il problema è che, ad ogni anno che passa, questo "spreco" diviene sempre più impattante, allontanando decisamente il raggiungimento degli obiettivi al 2030, per tacere di quelli al 2050. E' importante prendere coscienza di questo problema e provare – tutti insieme, e magari seguendo alcuni dei suggerimenti che sono stati indicati nel Rapporto – a trovare delle soluzioni concrete.

POTENZA COMPLESSIVA DA FONTI RINNOVABILI IN EUROPA

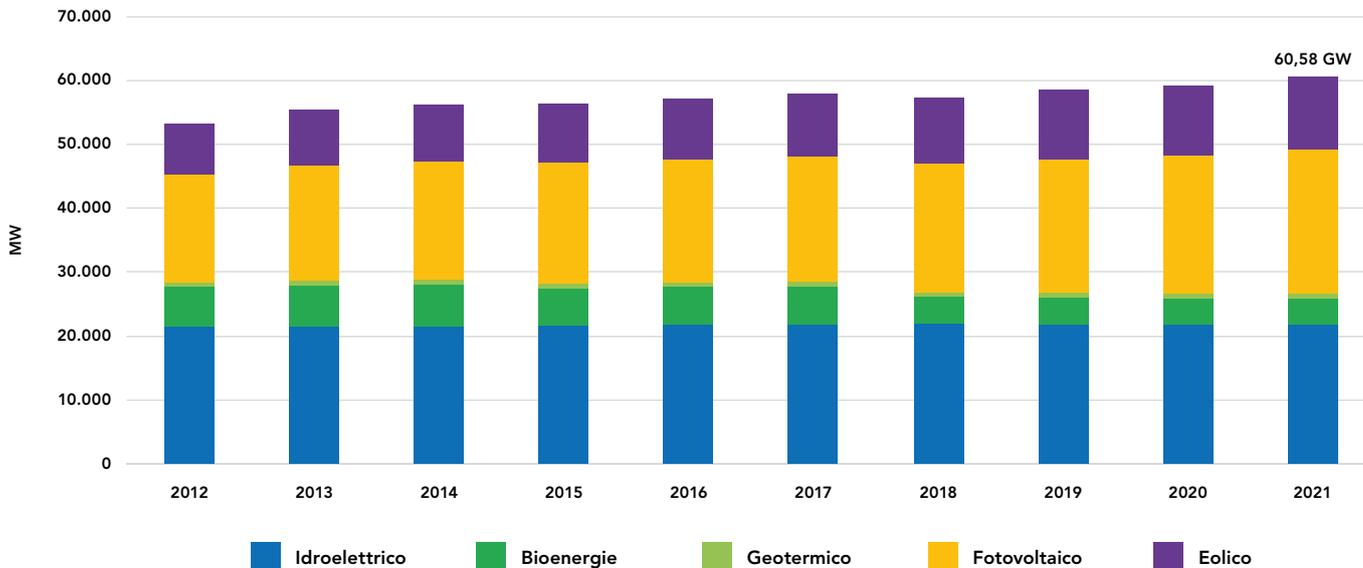


I NUMERI DELLE RINNOVABILI

L'espansione del mercato delle rinnovabili, nonostante non si fosse completamente arrestata nemmeno durante l'anno più segnato dalla pandemia da Covid-19, ha segnato nel 2021 un'ulteriore ripresa grazie alla **crescita delle nuove installazioni a livello sia mondiale sia europeo**. Questo continuo aumento della capacità di fonti rinnovabili **ha portato l'Europa ad essere sempre più prossima al traguardo dei 700 GW**.

Per quanto riguarda l'Italia, nel 2021 il Paese ha mostrato un **aumento delle nuove installazioni** che erano rimaste in una situazione di "stallo" dal 2018, **ma i valori di crescita registrati sono unicamente giustificati dalla ripresa seguita alla pandemia e vedono le nuove installazioni in impianti fotovoltaici ed eolici riallineate ai numeri osservati nel 2019**. La nuova capacità di rinnovabili installata in Italia durante il 2021 è stata di 1.351 MW, con un incremento complessivo delle installazioni pari al **+70% in termini di potenza rispetto al 2020** (790 MW),

POTENZA COMPLESSIVA INSTALLATA DA FONTI RINNOVABILI



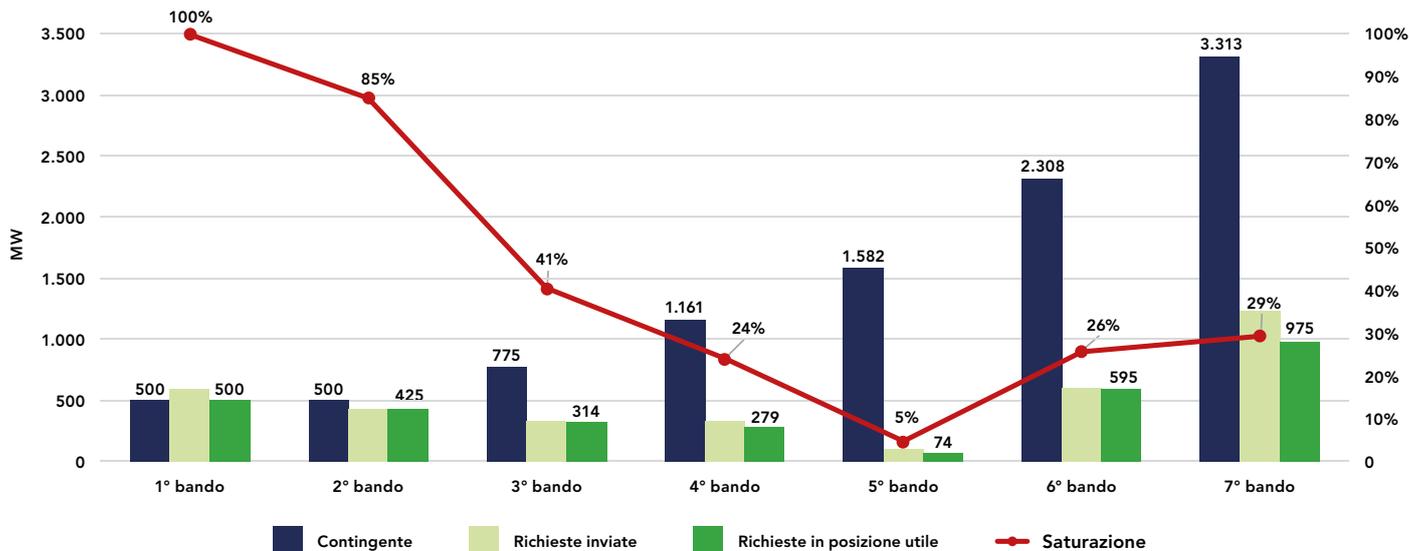
EXECUTIVE SUMMARY

portando il Paese a **superare la soglia dei 60 GW** di rinnovabili complessivi. L'aumento è stato **trainato in primis dalla nuova capacità di fotovoltaico** pari a +935 MW (+30% rispetto al 2020), **seguito dall'eolico** che con +404 MW ha registrato la crescita più marcata (+30% rispetto al 2020); a seguire si trova l'idroelettrico che, con una crescita più modesta (+11 MW), conferma il trend stabile che segue da diversi anni, e le bioenergie che invece registrano una diminuzione (-14 MW). Risulta quindi sempre più **urgente un deciso ritorno alla crescita delle installazioni**, unita alla **gestione del parco esistente**, per evitare

che il gap con il percorso di decarbonizzazione non aumenti ulteriormente, rendendo sempre più difficoltoso il corretto raggiungimento del target al 2030.

Alla luce della **presenza nel territorio italiano di impianti fotovoltaici ed eolici prossimi, se non già oltre, all'età di dieci anni**, risulta rilevante tenere in considerazione anche il fenomeno della perdita annuale di potenza legata all'invecchiamento dei dispositivi utilizzati. In questo contesto si trovano i **progetti di repowering e revamping** che, tramite interventi di integrali ricostruzioni, rifacimenti, riattivazioni e potenziamenti, hanno il

GRUPPO A



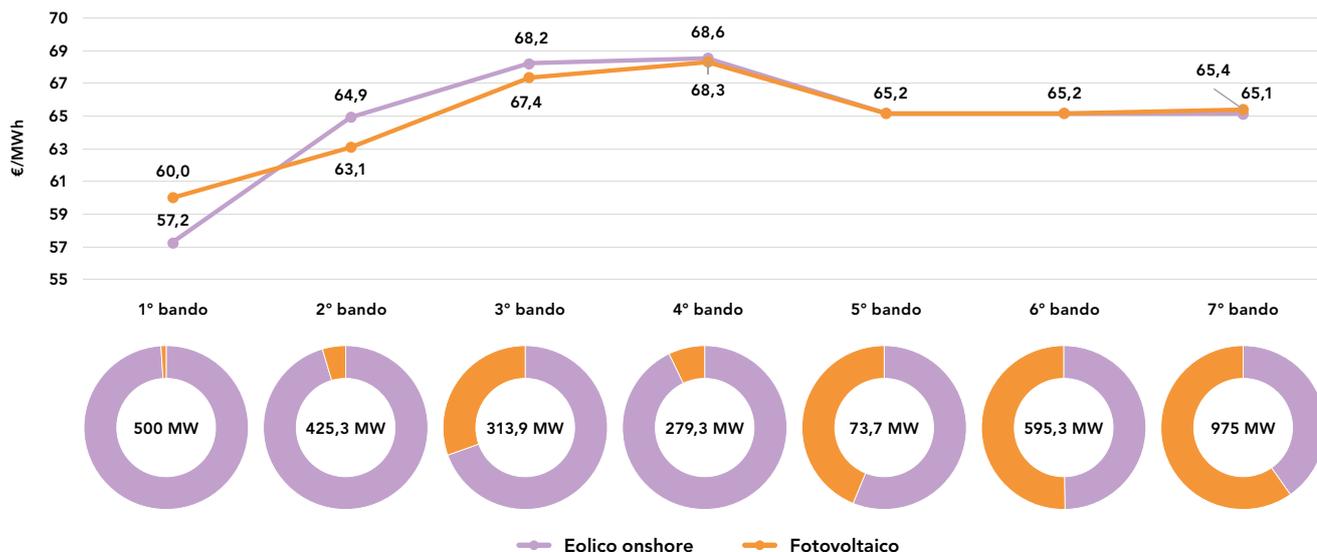
potenziale di mantenere o incrementare la potenza dell'impianto originario senza la necessità di occupare ulteriore suolo. Un altro settore con grande potenziale è rappresentato dall'**agrivoltaico**, che ha l'obiettivo di far **coesistere sulla stessa area attività di agricoltura e/o allevamento e generazione da fonte fotovoltaica** anche grazie al supporto di tecnologie come moduli ad inseguimento e sistemi di monitoraggio e per il quale da agosto 2021 sono state presentate più di 50 domande al Ministero dell'Ambiente.

Relativamente alle installazioni, vanno infine ricordate le **Comu-**

unità Energetiche che quest'anno hanno raggiunto la quota di **26 comunità attive, tutte basate su impianti fotovoltaici di potenza media di 40 kW a progetto**, e che grazie al recepimento della direttiva europea RED II possono ora espandere i loro confini anche ad attori industriali e commerciali con la possibilità di fare autoconsumo «altrove».

I sette bandi predisposti dal Decreto FER1 (D.M. 04/07/2019) per **Aste e Registri sono giunti a conclusione, ma il quadro emerso dall'applicazione di questo meccanismo è risultato non soddisfacente.** Nonostante le aste siano considerate uno

PREZZO MEDIO TARIFFE GRUPPO A



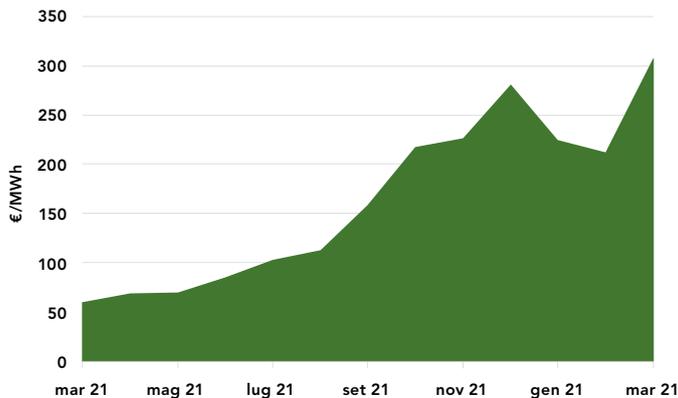
EXECUTIVE SUMMARY

strumento a supporto della diffusione delle rinnovabili, **la partecipazione durante il 2021 è rimasta bassa e ha lasciato per tutti i gruppi contingente non assegnato per la cui attribuzione sono stati istituiti due ulteriori bandi in svolgimento durante il 2022. Questo risultato è fondamentalmente legato all'andamento delle autorizzazioni**, il cui rilascio intermittente determina la presenza di aste più o meno piene. I problemi legati alle autorizzazioni degli impianti FER, perciò, determinano una bassa partecipazione alle aste, riducendone la loro efficacia: un'asta maggiormente partecipata genererebbe maggiore competizione tra gli operatori e perciò un abbassamento dei valori delle offerte, riducendo di conseguenza i costi per la collettività.

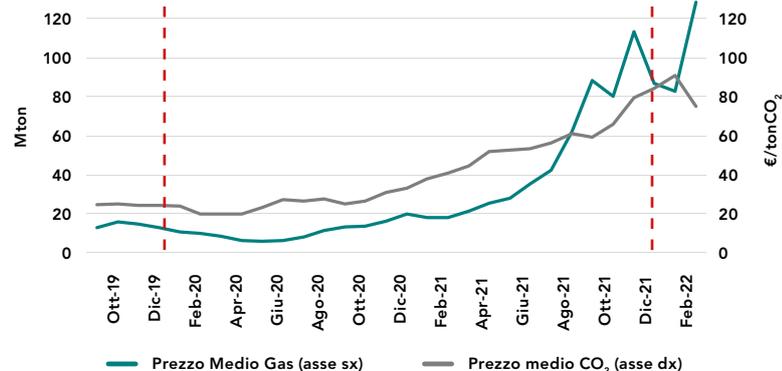
L'ANDAMENTO DEL PREZZO DELL'ENERGIA E IL RUOLO DELLE FER

Il prezzo dell'energia elettrica (PUN) è stato soggetto a un **aumento continuo a partire dal secondo semestre del 2021, con un picco a dicembre 2021 e una seconda risalita da febbraio 2022** in corrispondenza dell'inizio della guerra in Ucraina: nel mese di marzo 2022, il PUN medio ha registrato una crescita del 411% rispetto al valore di marzo 2021. Tale incremento è stato determinato in primo luogo a dicembre 2021 dall'**incremento del prezzo del gas** di circa cinque volte rispetto al valore dello stesso periodo nel 2019, e successivamente da una sua **ulteriore impennata a seguito dello scoppio della guerra in**

PUN - MEDIA MENSILE

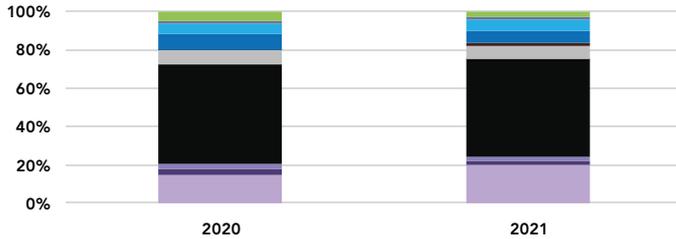


ANDAMENTO MGP-GAS (NEGOZIAZIONE CONTINUA) E CO₂

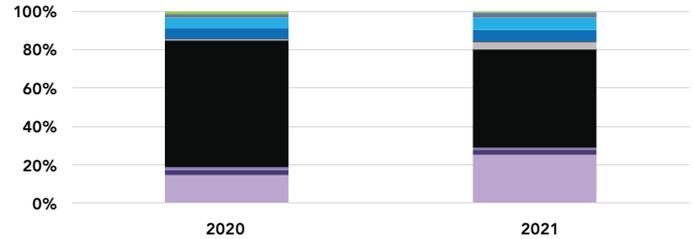


TECNOLOGIA MARGINALE — MARZO - GIUGNO 2020 E 2021

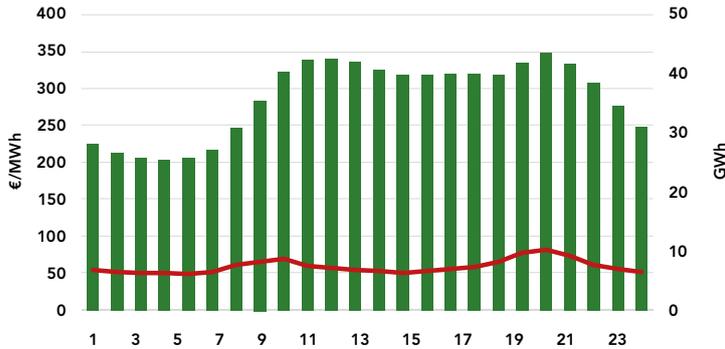
ZONA SUD



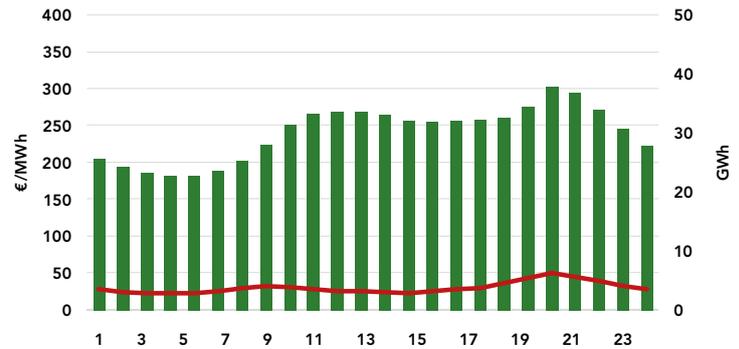
ZONA NORD



MARZO 2021



MARZO 2022



Ucraina.

In questo contesto è rilevante considerare il ruolo che potrebbero avere le rinnovabili nel calmierare i prezzi dell'energia. Se da un lato **le offerte di impianti rinnovabili risultano in grado di influenzare i prezzi in alcune ore della giornata**, in particolare nelle zone di mercato caratterizzate da maggiore installazione di rinnovabili e minore domanda di energia, d'altra parte **i volumi offerti sul mercato non sono sufficienti a determinare frequentemente il prezzo marginale** sul mercato dell'energia elettrica. Questo perché gli impianti rinnovabili installati non sono in grado di soddisfare una quota di domanda sufficiente ad escludere le più alte offerte degli impianti a gas dalle chiamate sul MGP. Al contrario, **gli impianti a gas costituiscono la tecnologia marginale nella maggior parte dei casi, da cui consegue che l'andamento del prezzo dell'elettricità sia fortemente dipendente dal prezzo del gas.**

Nonostante ciò, **il potenziale effetto «calmierante» delle rinnovabili viene dimostrato dal caso del periodo primaverile del 2020** in cui, a causa delle restrizioni del lockdown, il fabbisogno di energia elettrica è diminuito: di conseguenza, **i volumi offerti dalle rinnovabili sono stati più frequentemente sufficienti a coprire la domanda, portando gli impianti a gas ad essere ammessi sul MGP solo in corrispondenza di prezzi offerti molto bassi.** Una maggiore penetrazione di rinnovabili sulla domanda ha quindi portato a un abbassamento dei prezzi sul MGP.

La domanda di gas può essere ridotta anche attraverso la contrattualizzazione di quote preponderanti di fonti rinnovabili tramite PPA e aste poiché questi strumenti permettono

di stabilizzare i ricavi degli operatori e di beneficiare del basso LCOE di tali tecnologie rispetto al termoelettrico a gas, riducendo quindi sia il costo dell'elettricità per i consumatori che il rischio di sue impennate, come dimostrato nei primi mesi del 2022.

L'EVOLUZIONE DEL QUADRO NORMATIVO

I target relativi alle rinnovabili sono stati incrementati durante il 2021 dal pacchetto «Fit for 55%», contenente la proposta legislativa per il raggiungimento dell'obiettivo fissato Green Deal Europeo di **ridurre le emissioni in Europa almeno del 55% entro il 2030.** Di conseguenza, obiettivi sempre più ambiziosi vengono posti anche in Italia, dove **i target del PNIEC devono essere rivisti al rialzo,** come indicato nel **Piano per la Transizione Ecologica (PTE)** del Ministero della Transizione Ecologica **che richiede un incremento al 72% di fonti rinnovabili nella generazione elettrica** (vs. obiettivo PNIEC del 55%) **e di installare circa 70 GW di ulteriori centrali elettriche rinnovabili entro il 2030.**

Per rincorrere obiettivi sempre più ambiziosi, la **normativa in tema di installazioni di impianti rinnovabili** ha bisogno di progredire, e alcuni **passi avanti sono stati fatti durante il 2021 principalmente in tema di semplificazioni e accesso agli incentivi per impianti fotovoltaici,** mentre minori interventi sono stati implementati in materia di semplificazioni per impianti eolici. Le semplificazioni, però, sono state introdotte da diversi decreti che si sono susseguiti (Semplificazioni, Semplificazioni bis, DL Energia) ed **è mancato un approccio sistemico al proble-**

ma. Ciò implica il rischio che alcuni aspetti vengano tralasciati, come nel caso della richiesta di connessione alla rete degli impianti già autorizzati, attualmente individuato come collo di bottiglia da parte degli operatori.

Con il recepimento della Direttiva REDII (d.lgs. 199/2021) sono state introdotte ulteriori novità, semplificazioni e dettagli normativi. **Le tipologie di procedura di autorizzazione sono state ridotte a quattro** (la Comunicazione di edilizia libera, la Dila, la PAS e l’Autorizzazione Unica) al fine di superare la difficoltà legate a processi autorizzativi diversi da regione a regione. Sono stati **riordinati i meccanismi di incentivazione** e introdotte novità normative per aste, registri e comunità energetiche: riguardo queste ultime, viene **ampliata la fattispecie di attori che possono partecipare alle comunità di energia rinnovabile** (con l’introduzione, ad esempio, degli enti religiosi e del terzo settore), viene consentita l’adesione di impianti già esistenti (per un quota non superiore al 30% della potenza complessiva) e di impianti collocati presso edifici o in siti diversi da quelli ove l’autoconsumatore opera.

Un’altra potenziale opportunità per l’aumento delle rinnovabili in Italia è rappresentata dal PNRR, che **tramite la componente C2 della Missione «Rivoluzione verde e transizione ecologica» dedica 25,36 miliardi di euro ai temi di energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile**. In particolare, sono quattro le aree di intervento legate all’incremento della quota FER: lo sviluppo dell’agro-voltaico (1,1 mld€), le Comunità Energetiche nei piccoli Comuni (2,2 mld€), la promozione di impianti innovativi (0,68 mld€) e lo sviluppo del biometano (1,92 mld€). Appare però che **le aree di investimento previste dal Piano**

Nazionale di Ripresa e Resilienza fanno riferimento a progetti specifici e non costituiscono, perciò, un piano strutturato per lo sviluppo delle fonti rinnovabili ma piuttosto un supporto per l’avvio di specifici settori. Inoltre, i bandi si rivolgono principalmente a soggetti privati o alla Pubblica Amministrazione, mentre **per massimizzare le possibilità di successo dei bandi PNRR, invece, bisognerebbe semplificare e sistematizzare il coinvolgimento dei soggetti energy, che possono fornire supporto tecnico e finanziario ai soggetti pubblici e privati.**

L’ANALISI DEL LIFE CYCLE ASSESSMENT

Con l’aumento delle installazioni di rinnovabili basate sulla necessità di diminuire le emissioni provocate nella generazione di energia elettrica si pone il dubbio se questi impianti siano un’alternativa migliore rispetto alle fonti fossili tenendo in considerazione la **CO₂eq prodotta durante l’intero ciclo di vita di queste tecnologie** e non solo durante la fase di utilizzo. A riguardo, dal Life Cycle Assessment condotto per moduli fotovoltaici e turbine eoliche destinati ad essere localizzati in Italia emerge che **la produzione e il trasporto delle turbine dalla Cina comporta più emissioni rispetto all’alternativa europea e italiana sia per il fotovoltaico che per l’eolico. Il differenziale in termini di CO₂eq è dovuto principalmente al differente mix energetico presente nel sistema elettrico delle località di produzione considerate**, che presenta una maggiore intensità di CO₂eq/kWh in Cina e ha un impatto rilevante nel determinare le emissioni legate alla produzione di un kWh di impianto, a causa dell’alto consumo di energia elettrica dei processi pro-

EXECUTIVE SUMMARY

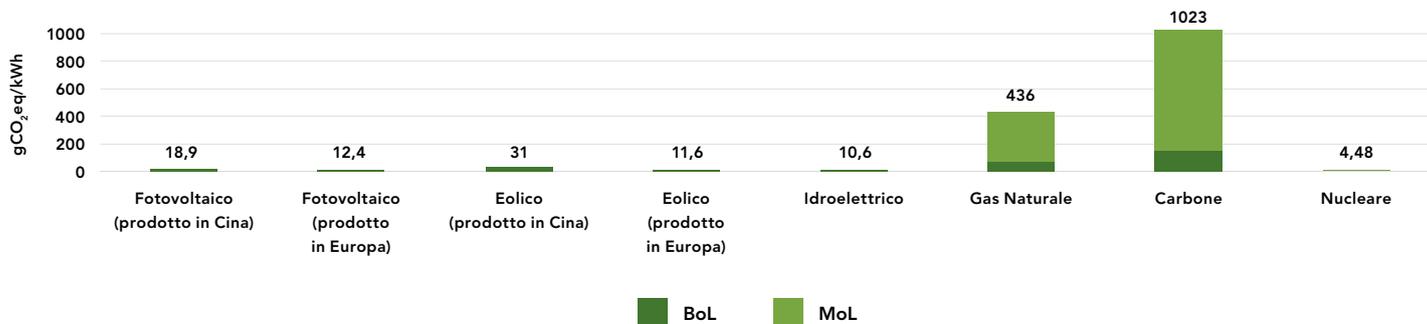
duttivi in analisi.

Per la **gestione del fine vita (End of Life)** di questi dispositivi si stanno sviluppando diverse possibilità, supportate dalla normativa dell'Unione Europea che stabilisce che, secondo la "gerarchia dei rifiuti", **prevenzione e riutilizzo siano le alternative preferibili, seguite da repurpose e riciclaggio**. Grazie allo stato dell'arte della tecnologia, quest'ultima opzione risulta **attualmente applicabile ad una quota di almeno l'80% degli impianti fotovoltaici ed eolici**, quota che si punta a massimizzare grazie allo sviluppo di nuove tecniche di riciclaggio.

Nonostante l'indubbia presenza di un impatto in termini di CO₂ eq emessa da parte degli impianti FER, **da un confronto tra le fonti per la generazione di energia elettrica si può vedere come alle tecnologie rinnovabili sia associata una quota infe-**

riore di emissioni al kWh di elettricità prodotta, rispetto alle fonti fossili, anche considerando solo la fase di Beginning of Life (i.e., produzione e trasporto), gap che si amplia ulteriormente allargando l'analisi alla fase di Middle of Life (i.e., utilizzo). **Solo l'energia nucleare produce emissioni di CO₂ eq inferiori** a tutte le altre fonti considerate, ma bisogna considerare che ad essa consegue un **impatto superiore alle rinnovabili in termini di ionising radiation**, che la **diffusione di questa fonte è limitata** da ostacoli come l'accettazione pubblica, gli alti costi iniziali e lo smaltimento delle scorie radioattive, e che il nucleare **non rappresenta una soluzione applicabile per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione al 2030** in quelle nazioni che ad oggi non hanno impianti già in funzionamento.

CONFRONTO TRA LE EMISSIONI PRODOTTE DAI DIVERSI IMPIANTI DI GENERAZIONE ELETTRICA



GLI SCENARI FUTURI PER LE RINNOVABILI IN ITALIA

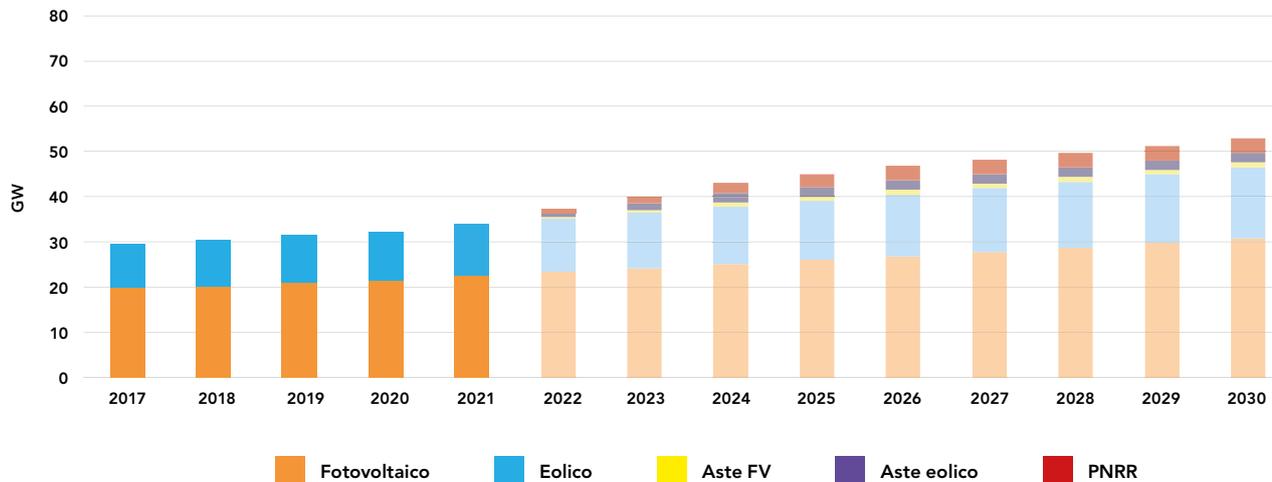
Se da un lato è vero che **le installazioni nel 2021 hanno ripreso la tendenza precedente alla pandemia da Covid-19**, d'altra parte emerge che **il ritmo delle installazioni è ancora troppo lento**. Infatti, la proiezione dell'**attuale tasso di installazione** porterebbe a **risultati del tutto insoddisfacenti sul medio periodo**, raggiungendo nel 2030 un parco installato di eolico e fotovoltaico poco superiore ai 50 GW.

Ciò renderebbe impossibile il conseguimento degli obiettivi al 2030 resi ancora più sfidanti dal PTE, che richiede un in-

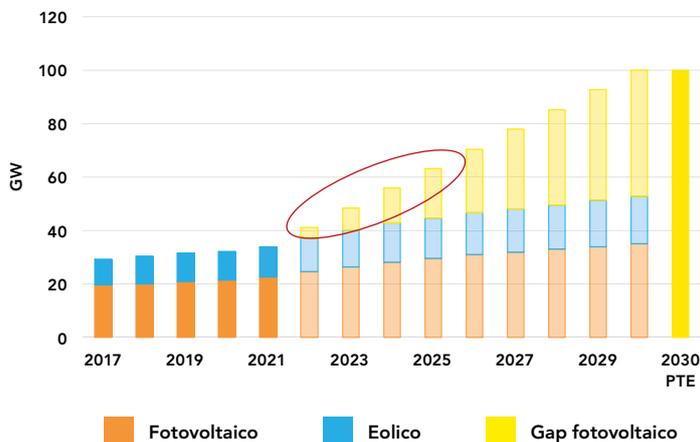
stallato totale di rinnovabili tra i 125 e i 130 GW, per il raggiungimento dei quali è necessario un tasso di installazione di circa 1,75 GW/anno per l'eolico e 5,6 GW/anno per il fotovoltaico – più di 4 e 7 volte tanto gli attuali 0,38 GW/anno e 0,73 GW/anno. Inoltre, **rimandare questo cambio di passo porta ad un aumento annuale del tasso necessario a raggiungere gli obiettivi al 2030**. Ad esempio, il tasso annuale di installazione necessario calcolato nel 2021 sarebbe stato di 5,1 GW/anno per il fotovoltaico e di 1,6 GW/anno per l'eolico.

Le **principali barriere da superare**, affinché si possa assistere ad un «cambio di passo» nelle installazioni e rifacimenti di

SCENARIO TENDENZIALE CON EFFETTO DEL DECRETO FER-1 E DEL PNRR



SCENARIO AUSPICABILE RISPETTO AI TARGET PTE



impianti rinnovabili in Italia, erano state individuate all'interno dell'**edizione 2019 del Renewable Energy Report** e sono state riviste all'interno di questo Report. Le barriere appartengono a tre aspetti principali: **normativo-regolatori** (prima tra tutti la difficoltà e i tempi necessari a precorrere con successo l'iter autorizzativo), **sostenibilità economica** (come l'incertezza sull'andamento futuro dei prezzi) e temi relativi al **sistema elettrico** nel suo complesso (come la necessità di adeguare la rete all'incremento delle FER). Per quanto riguarda la **normativa**, buona parte delle **barriere** individuate attraverso la survey proposta nel 2019 **sono state affrontate** con alcuni provvedimenti normativi accolti favorevolmente dagli operatori del settore. I suddetti

provvedimenti, però, sono molto **recenti e comunque non sistemici** perciò servirà ancora tempo perché emerga l'impatto degli stessi, soprattutto nel caso di alcuni provvedimenti normativi per cui **si attendono ancora i decreti attuativi**. Riguardo la **sostenibilità economica**, gli operatori del settore sottolineano come il principale meccanismo di supporto al mercato delle rinnovabili sia fornire **stabilità dei ricavi**. Ciò può avvenire attraverso **le aste**, le quali però **mancano ancora di progettualità nel lungo periodo**, o attraverso PPA, strumento però ancora non molto diffuso in Italia. Infine, le barriere individuate dalla survey del 2019 relativamente al **sistema elettrico** sono state **in parte affrontate**, ma il percorso per il superamento delle stesse **richiede ancora diversi interventi**.

In conclusione, per raggiungere gli obiettivi europei al 2030 sarà necessario installare in Italia **almeno 60-65 GW di nuova capacità produttiva da fonti rinnovabili non programmabili** (FRNP, solare fotovoltaico, eolico on-shore ed eolico off-shore). Questa trasformazione rappresenta una **grande opportunità** per la competitività del nostro paese. L'Italia vedrebbe così non solo una **drastica riduzione della propria dipendenza energetica**, ma potrebbe anche raggiungere **livelli molto competitivi del costo dell'energia** grazie alla disponibilità di risorse come sole e vento, nonché, a livello giornaliero, vedere una **riduzione degli spread di prezzo nell'arco delle 24 ore**. Lo sforzo da compiere è tuttavia sfidante e prolungato nel tempo e richiede una **programmazione integrata a livello temporale e geografico** al fine di **indirizzare gli sforzi** degli operatori in modo coerente rispetto a quanto pianificato: le azioni previste per i prossimi anni determineranno il posizionamento strategico del nostro

paese nel futuro sistema economico globale.

Bisogna infine fare i conti con la **necessità di ingenti investimenti** (tra i 40 e 50 mld al 2030, senza considerare gli investimenti necessari per gli accumuli e il potenziamento delle infrastrutture di rete). È quindi anche indispensabile **creare le condizioni perché il mercato finanziario e gli investitori internazionali possano giocare un ruolo attivo nello sviluppo del settore.**

Davide Chiaroni

Responsabile della ricerca



Andrea Di Lieto

Responsabile della ricerca



Paola Boccardo

Project Manager



Laura Marcati

Analyst



Nina Boisrond

Analyst





POLITECNICO
MILANO 1863
SCHOOL OF MANAGEMENT

1. I NUMERI DELLE RINNOVABILI IN ITALIA

PARTNER



PATROCINATORI



1.1

L'ANDAMENTO DELLE INSTALLAZIONI

1.2

IL FOTOVOLTAICO IN ITALIA

1.3

L'EOLICO IN ITALIA

1.4

LE ALTRE RINNOVABILI IN ITALIA

1.5

FOCUS: GLI INTERVENTI DI REVAMPING-REPOWERING E GLI IMPATTI DI AGRIVOLTAICO E COMUNITÀ ENERGETICHE

1.6

ASTE E REGISTRI: IL QUADRO DEI MECCANISMI DI SUPPORTO ALLE RINNOVABILI IN ITALIA

OBIETTIVI DEL CAPITOLO

La prima sezione del Rapporto ha l'obiettivo di:

- **analizzare l'andamento** nel corso del 2020 **delle installazioni di impianti per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile in Italia**, preceduto da uno sguardo sull'andamento del mercato delle rinnovabili a livello globale;
- **studiare la distribuzione per taglia della nuova potenza installata** in ciascuna fonte, valutandone l'evoluzione nel tempo;
- **entrare nel dettaglio dei progetti di revamping/repowering su impianti esistenti, di agrivoltaico e di Comunità Energetiche**, analizzandone la diffusione e il contesto normativo nel quale si sviluppano.
- **analizzare gli esiti** dei meccanismi incentivanti attuati tramite **Aste e Registri**.

1.1

L'ANDAMENTO DELLE INSTALLAZIONI

1.2

1.3

1.4

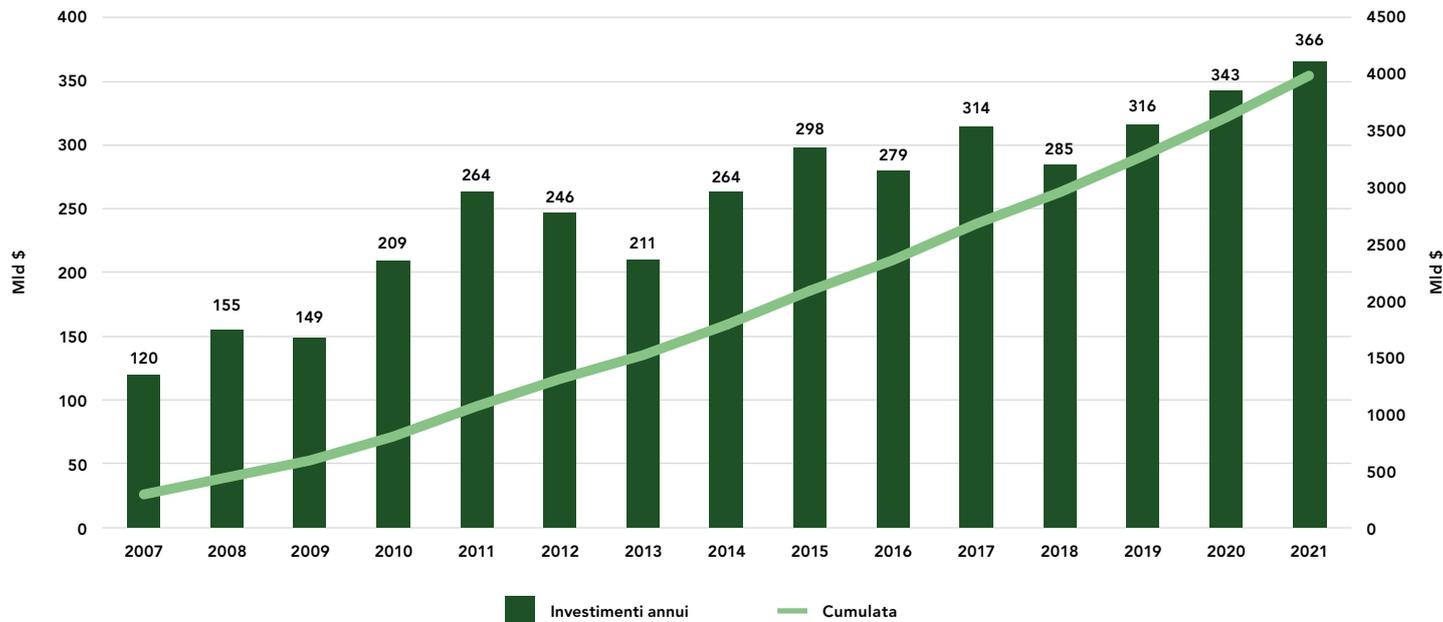
1.5

1.6

GLI INVESTIMENTI GLOBALI IN RINNOVABILI

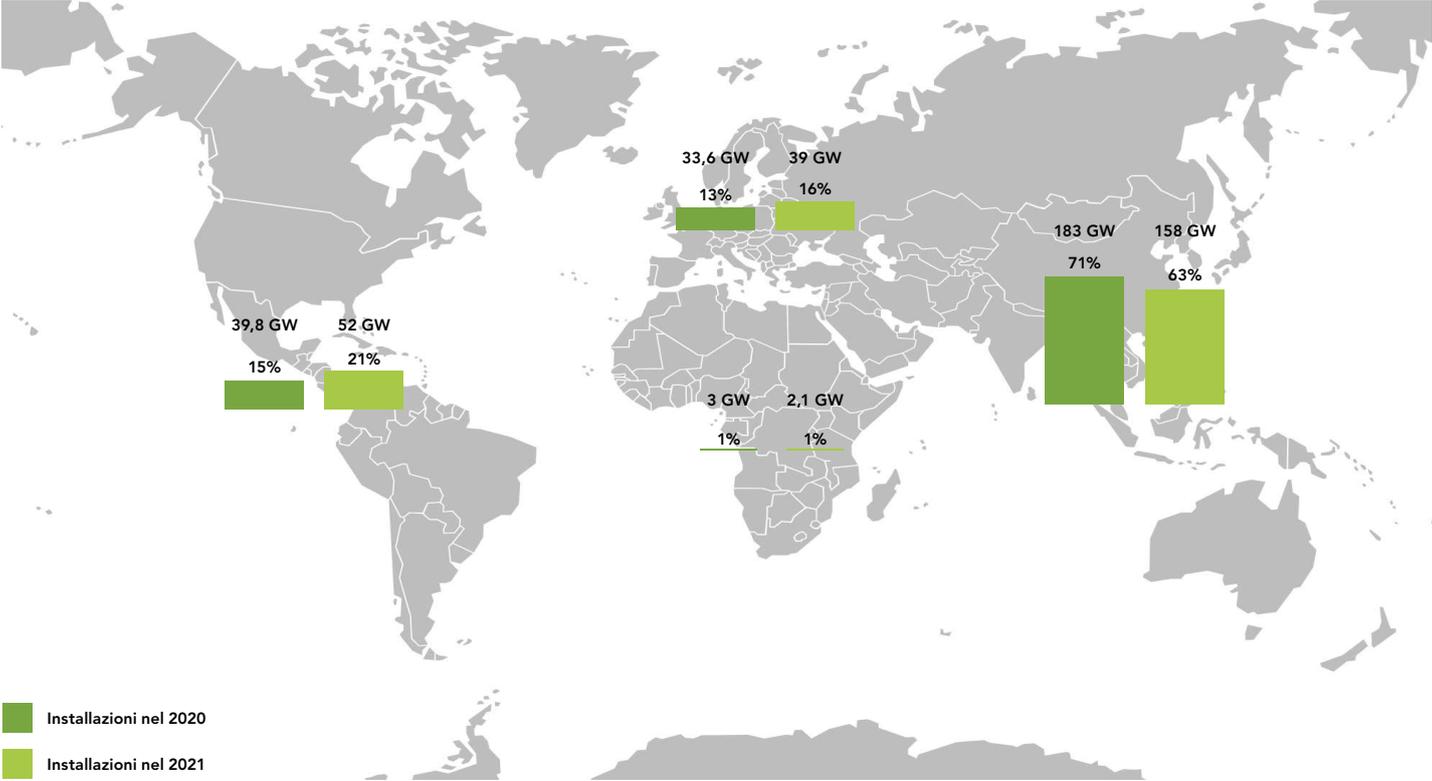
Nel **2021** sono stati investiti per la realizzazione di nuovi impianti da fonti rinnovabili **oltre 365 miliardi di \$ a livello globale**, segnando un trend in crescita dal 2018. Dal 2007 al 2021, gli investimenti in rinnovabili hanno raggiunto una cumulata pari a oltre 4.000 Mld \$.

INVESTIMENTI NELLE FONTI RINNOVABILI A LIVELLO MONDIALE



LE INSTALLAZIONI GLOBALI DI RINNOVABILI

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

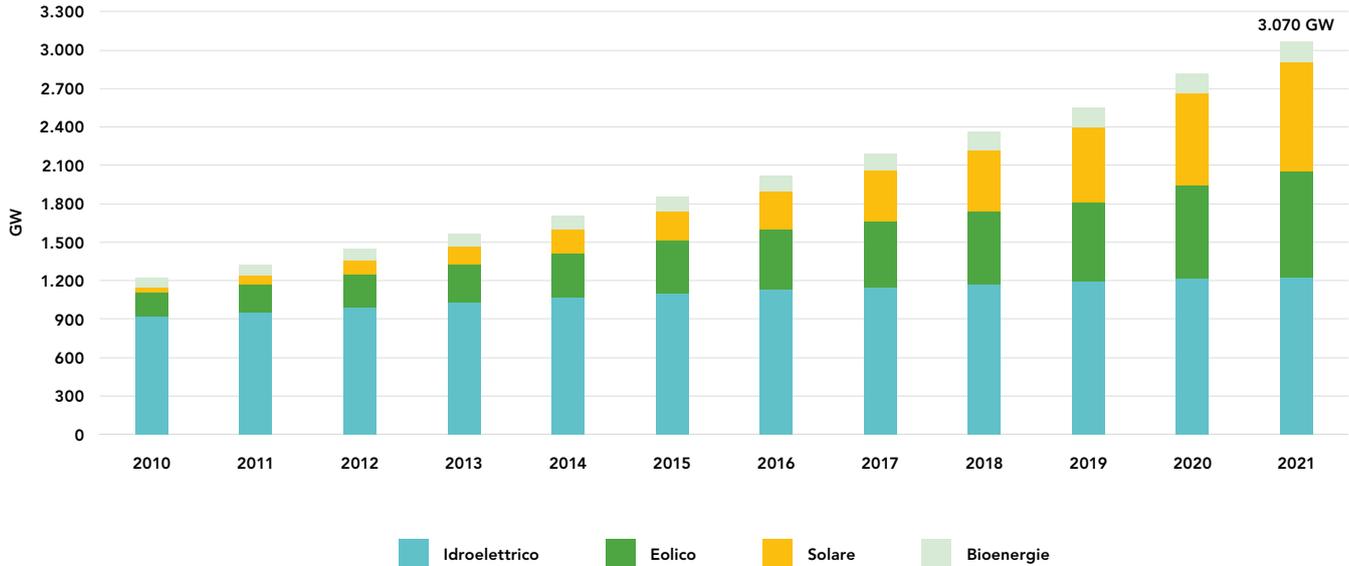


LE RINNOVABILI NEL MONDO

L'ANDAMENTO DELLA CAPACITÀ INSTALLATA PER LE DIVERSE FONTI

Le rinnovabili nel mondo mostrano un andamento di sostanziale crescita nel periodo 2010-2021. La **crescita** con il tasso più rapido si evidenzia nell'energia da fonte **solare**, che è passata da una capacità installata di **41,5 GW** nel **2010** a circa **850 GW** nel **2021**. L'**idroelettrico** rimane però la fonte con la maggior capacità installata totale, superando i **1.230 GW** nel **2021**.

POTENZA COMPLESSIVA DA FONTI RINNOVABILI NEL MONDO

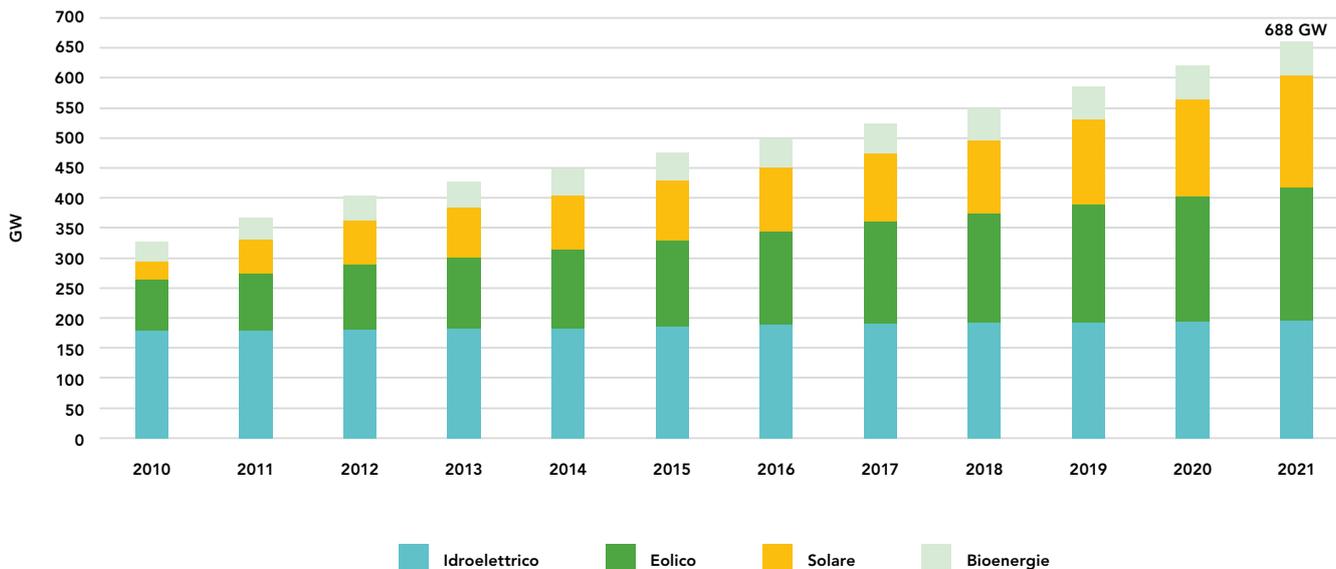


LE RINNOVABILI IN EUROPA

L'ANDAMENTO DELLA CAPACITÀ INSTALLATA PER LE DIVERSE FONTI

Analizzando la capacità installata di rinnovabili a livello europeo, si evidenzia una crescita significativa sia nell'energia **eolica** (che ha raggiunto **222 GW** totali nel **2021**) che in quella **fotovoltaica** (**186 GW** totali nel **2021**) nel periodo 2010-2021. In questo caso è **l'eolico** a rappresentare il valore assoluto più alto in termini di GW installati, mentre **l'idroelettrico** ha mantenuto un trend stabile nel corso del periodo analizzato raggiungendo **196 GW** nel **2021**.

POTENZA COMPLESSIVA DA FONTI RINNOVABILI IN EUROPA



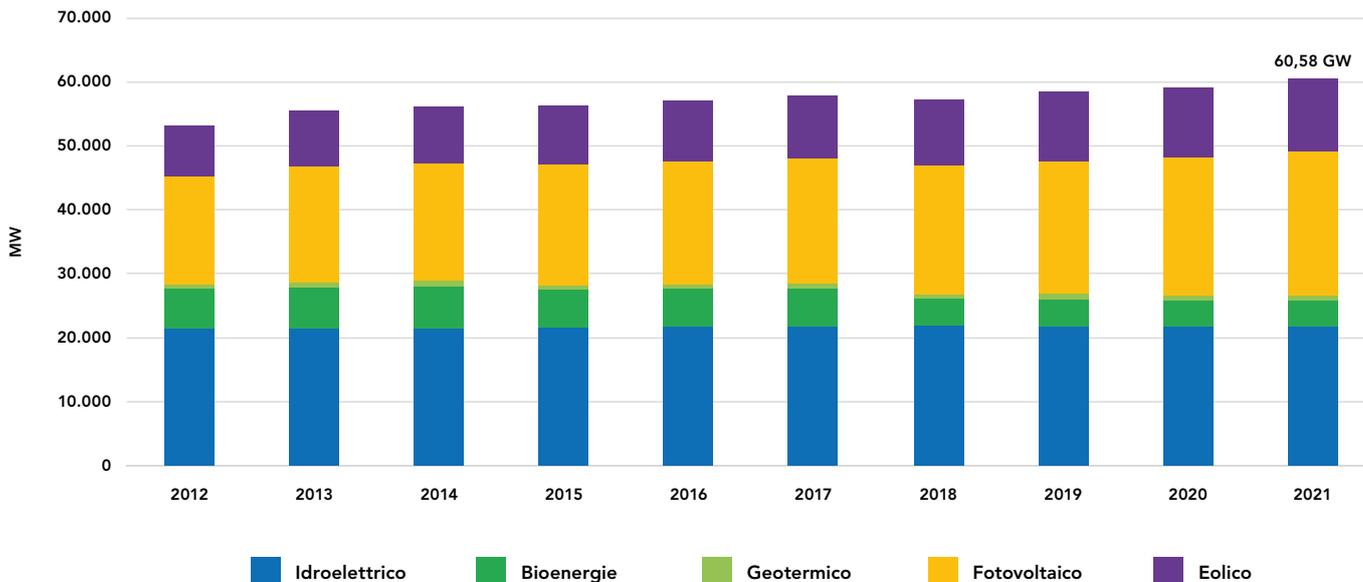
LE RINNOVABILI IN ITALIA

L'ANDAMENTO DELLA POTENZA INSTALLATA PER FONTE

La nuova potenza da rinnovabili installata nel 2021 è stata di **1.351 MW**, oltre il 70% in più della crescita registrata nel 2020 (790 MW) e in linea con le nuove installazioni registrate nel 2019, ovvero prima della pandemia Covid-19.

Complessivamente la potenza installata di impianti a fonte rinnovabile in Italia **supera i 60 GW**.

POTENZA COMPLESSIVA INSTALLATA DA FONTI RINNOVABILI



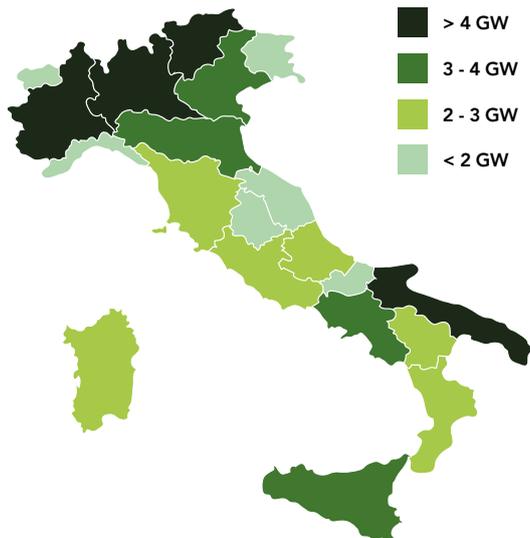
Fonte: Terna

LE RINNOVABILI IN ITALIA

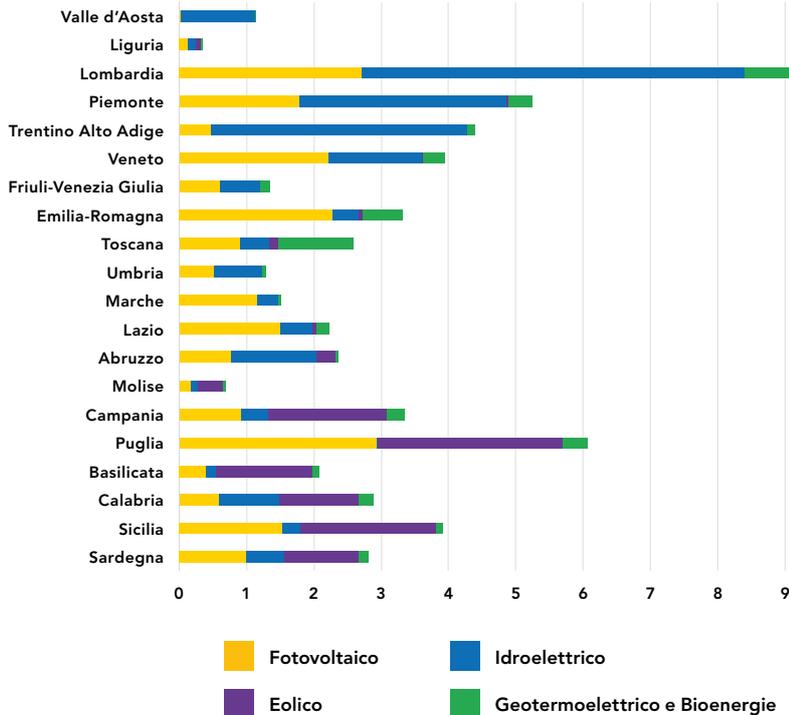
LA DISTRIBUZIONE SUL TERRITORIO DELLA POTENZA INSTALLATA

A fine 2021, la potenza installata da rinnovabili risulta pari a 60,58 GW e **si concentra prevalentemente nelle regioni del Nord** (48% del totale dell'installato) con eccezione della **Puglia che da sola cuba il 10%** del parco installato.

POTENZA TOTALE INSTALLATA DA RINNOVABILI AL 2021



POTENZA TOTALE INSTALLATA DA RINNOVABILI A FINE 2021 [GW]

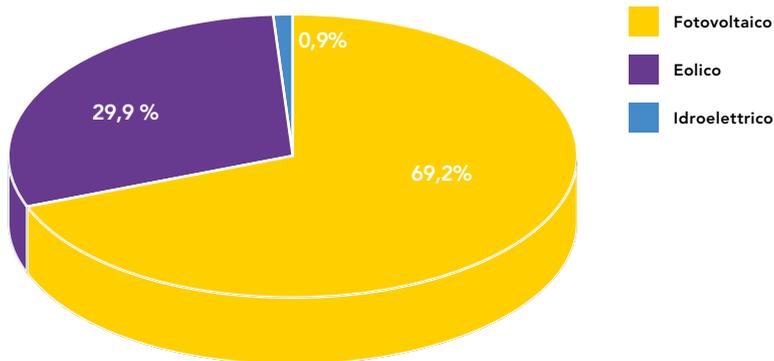


Fonte: Terna

I **1.351 MW di potenza installata nel 2021** sono suddivisi tra le diverse fonti come indicato nel grafico. È il **fotovoltaico** a guidare la classifica delle installazioni con **935 MW, +30% rispetto ai valori del 2020**. Con **404 MW di nuove installazioni**, l'**eolico** torna ai valori pre-pandemia con una crescita 1,5 volte maggiore rispetto al valore del 2020.

Infine, si aggiungono **11 MW** di idroelettrico, mentre bioenergia e geotermico non subiscono variazioni rilevanti rispetto al 2020.

SUDDIVISIONE DELLE INSTALLAZIONI 2021 PER FONTE

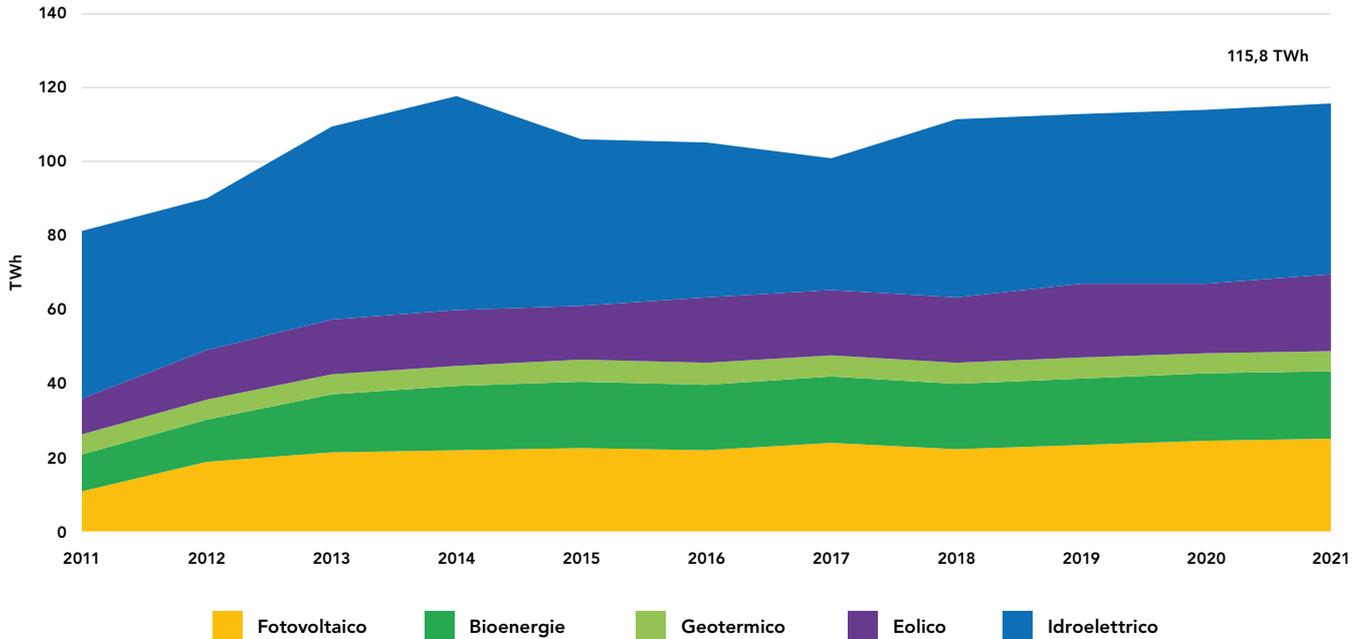


LE RINNOVABILI IN ITALIA

L'ANDAMENTO DELLA PRODUZIONE ELETTRICA DA RINNOVABILI

Nel 2021 le rinnovabili hanno prodotto **115,8 TWh**. Rispetto al 2020 si registra una crescita dell'**11% della generazione eolica** e del **2% della generazione fotovoltaica**, a fronte di una diminuzione dell'idroelettrico (-2,43%).

GENERAZIONE ELETTRICA DA FONTI RINNOVABILI

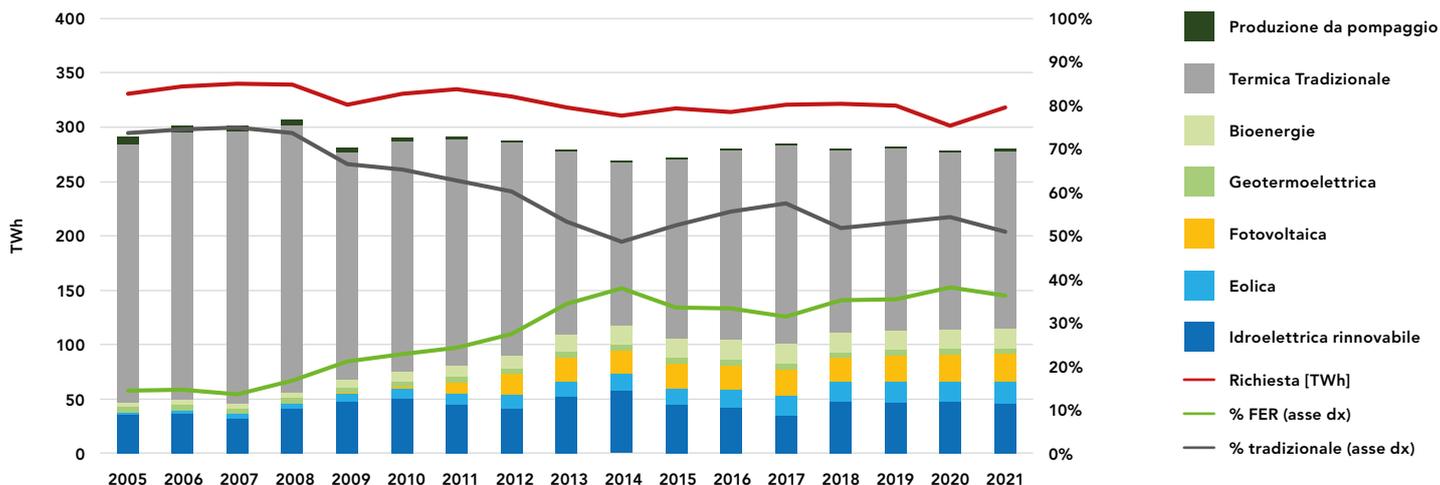


LE RINNOVABILI IN ITALIA

ANDAMENTO DELLA COPERTURA DELLA DOMANDA PER FONTE

Sono evidenti i cambiamenti nella copertura della domanda di energia elettrica avvenuti nell'ultimo decennio. Le fonti **termiche tradizionali** si sono ridotte dal **74%** nel 2005 al **51%** nel 2021. Contestualmente, le **FER** sono passate da circa il **14%** al **36%**. In particolare, la crescita delle FER è stata **trainata a partire dal 2011 da eolico e fotovoltaico**.

COPERTURA DELLA DOMANDA DI ENERGIA ELETTRICA



L'anno **2021** è stato caratterizzato da un incremento **complessivo** delle installazioni rispetto al 2020 pari al **+70% in termini di potenza**.

Così come negli anni precedenti, **il primato delle nuove installazioni nel 2021 resta al fotovoltaico**, con 935 MW di nuovi impianti (+30% rispetto al 2020); **la crescita più forte è stata registrata nelle installazioni eoliche, aumentate del 150%** (oltre 400 MW del 2021 contro i 160 MW del 2020) tornate ai valori di crescita pre-pandemia.

Le **bioenergie e il geotermico restano invariate** rispetto al 2020 (4,8 GW in totale). L'aumento di potenza installata in impianti **idroelettrici è lieve** (11 MW aggiunti) e conferma il trend stabile che caratterizza l'idroelettrico da diversi anni.

I valori di **crescita registrati nel 2021** sono unicamente **giustificati dalla ripresa seguita alla pandemia**: le **nuove installazioni** in impianti fotovoltaici e eolici **si sono riallineati ai numeri osservati nel 2019**. Come verrà presentato nell'ultimo capitolo del presente report, va sottolineato come **l'attuale ritmo delle installazioni non è sufficiente a raggiungere gli obiettivi per la decarbonizzazione del paese**.

Risulta quindi **sempre più urgente un deciso ritorno alla crescita delle installazioni**, unita alla **gestione del parco esistente**, per evitare che il gap con il percorso di decarbonizzazione non aumenti ulteriormente, rendendo sempre **più difficoltoso il corretto raggiungimento del target al 2030**.



1.1

1.2

IL FOTOVOLTAICO IN ITALIA

1.3

1.4

1.5

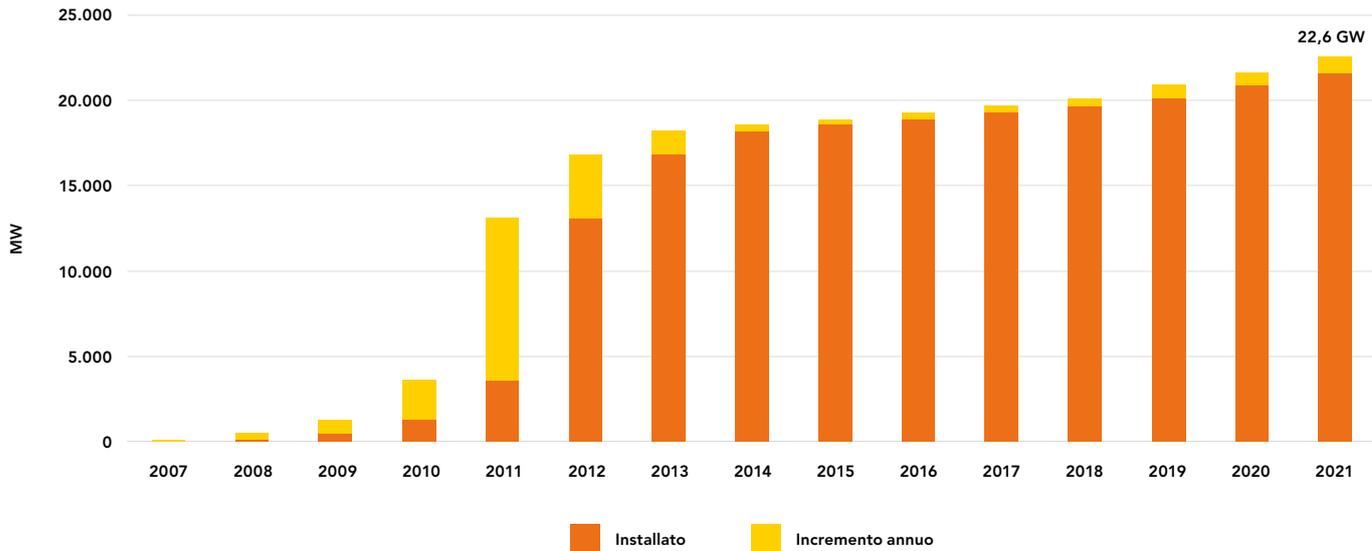
1.6

IL FOTOVOLTAICO IN ITALIA

PARCO INSTALLATO

Il volume complessivo di potenza fotovoltaica installata in Italia è pari a circa **22,6 GW**, grazie alla **nuova potenza installata nel 2021 pari a 935 MW**.

POTENZA FOTOVOLTAICA INSTALLATA IN ITALIA

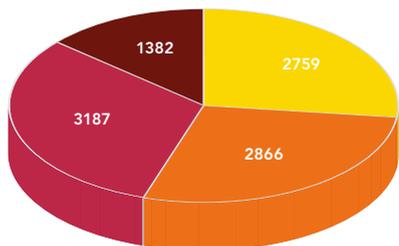


IL FOTOVOLTAICO IN ITALIA

PARCO INSTALLATO: LA DISTRIBUZIONE SUL TERRITORIO

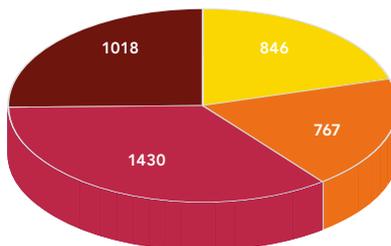
I circa **22,6 GW** di fotovoltaico sono suddivisi tra **1.015.239** impianti: il **92%** di questi è di potenza inferiore a **20 kW** e si concentra nelle regioni del **Nord Italia** (che ospita il **56%** degli impianti di piccola taglia, per un totale di **2,7 GW**). Al contrario, la potenza installata in impianti di **media taglia** è distribuita tra Nord, Sud e Isole. Per quanto riguarda gli impianti di **grande taglia**, le regioni del **Sud e le Isole cubano l'11%** dell'intera potenza installata, suddivisa tra **536** impianti.

POTENZA INSTALLATA IN NORD ITALIA [MW]



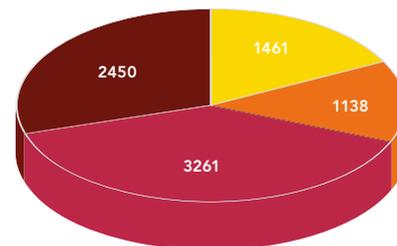
10,2 GW
556.120 impianti

POTENZA INSTALLATA IN CENTRO ITALIA [MW]



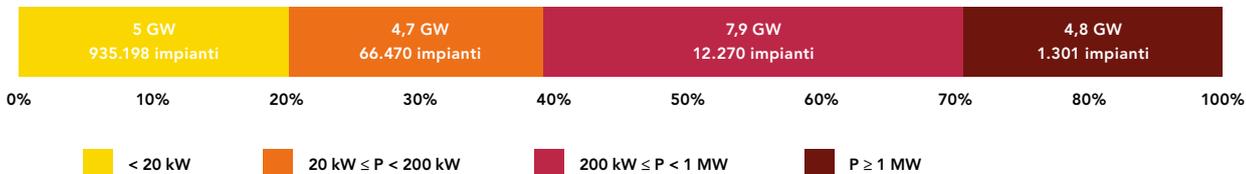
4 GW
175.912 impianti

POTENZA INSTALLATA IN SUD ITALIA E ISOLE [MW]



8,3 GW
273.207 impianti

Potenza installata in Italia [MW]

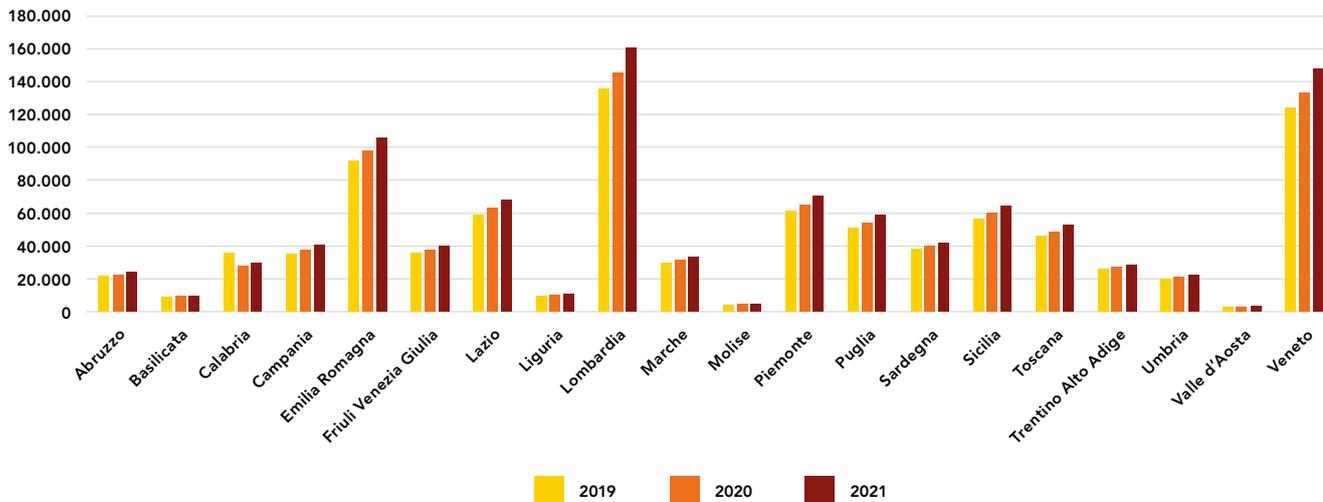


IL FOTOVOLTAICO IN ITALIA

PARCO INSTALLATO: DISTRIBUZIONE DEGLI IMPIANTI TRA LE REGIONI ITALIANE

Confrontando il **numero di impianti** installati nelle diverse regioni tra il **2020** e il **2021**, si evidenzia una **crescita moderata** del totale in quasi ognuna di esse, soprattutto in Lombardia e Veneto (+10%).

NUMEROSITÀ IMPIANTI INSTALLATI, SUDDIVISIONE PER REGIONE – 2019-2020-2021

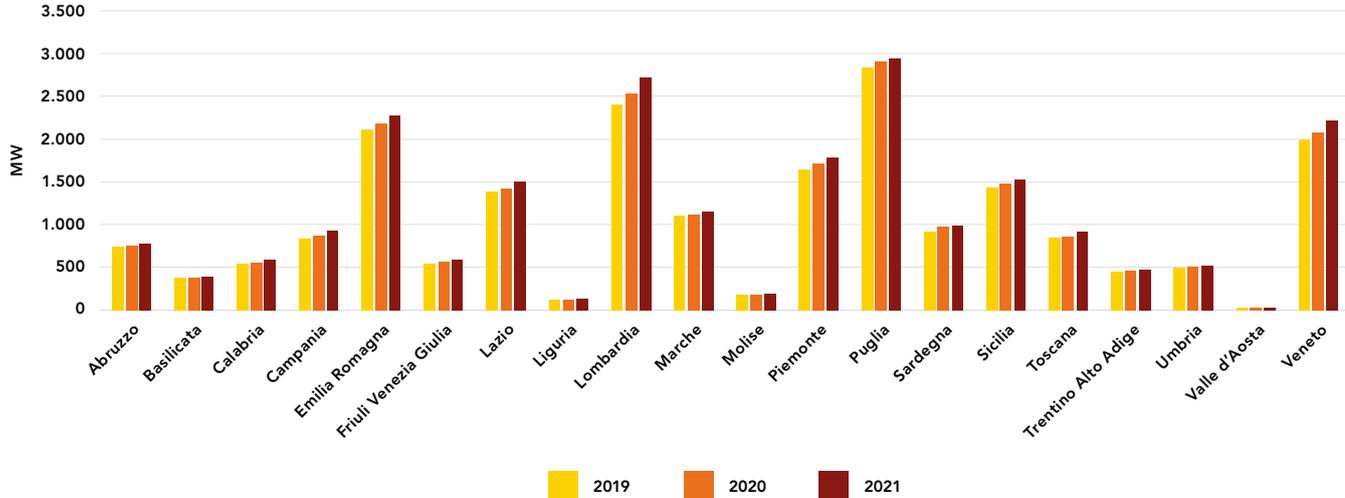


IL FOTOVOLTAICO IN ITALIA

PARCO INSTALLATO: DISTRIBUZIONE DELLA POTENZA TRA LE REGIONI ITALIANE

Analizzando la potenza installata, si conferma un **moderato incremento** della capacità **totale** nelle diverse regioni tra il 2020 e il 2021 (+4%).

CAPACITÀ INSTALLATA, SUDDIVISIONE PER REGIONE - 2019-2020-2021



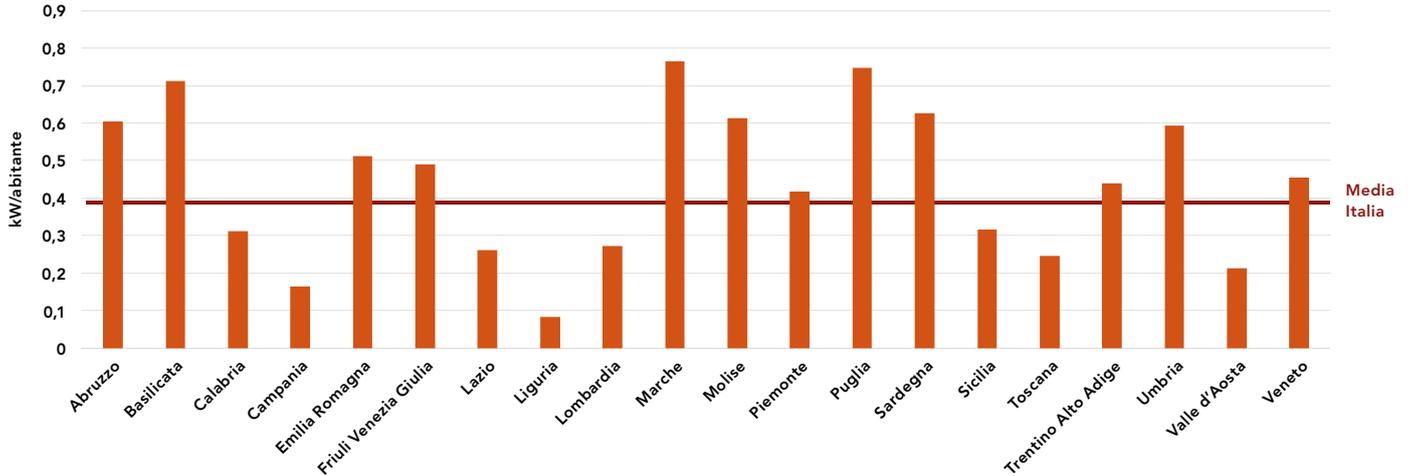
Fonte: rielaborazione su dati Terna

IL FOTOVOLTAICO IN ITALIA

PARCO INSTALLATO: POTENZA PRO-CAPITE NELLE REGIONI ITALIANE

Per quanto riguarda la **capacità installata pro-capite** (kW/abitante), le **Basilicata**, le **Marche** e la **Puglia** i valori più elevati tra le regioni italiane. La media nazionale risulta pari a 0,38 kW/abitante.

CAPACITÀ INSTALLATA PRO-CAPITE PER REGIONE AL 2021 – FOTOVOLTAICO

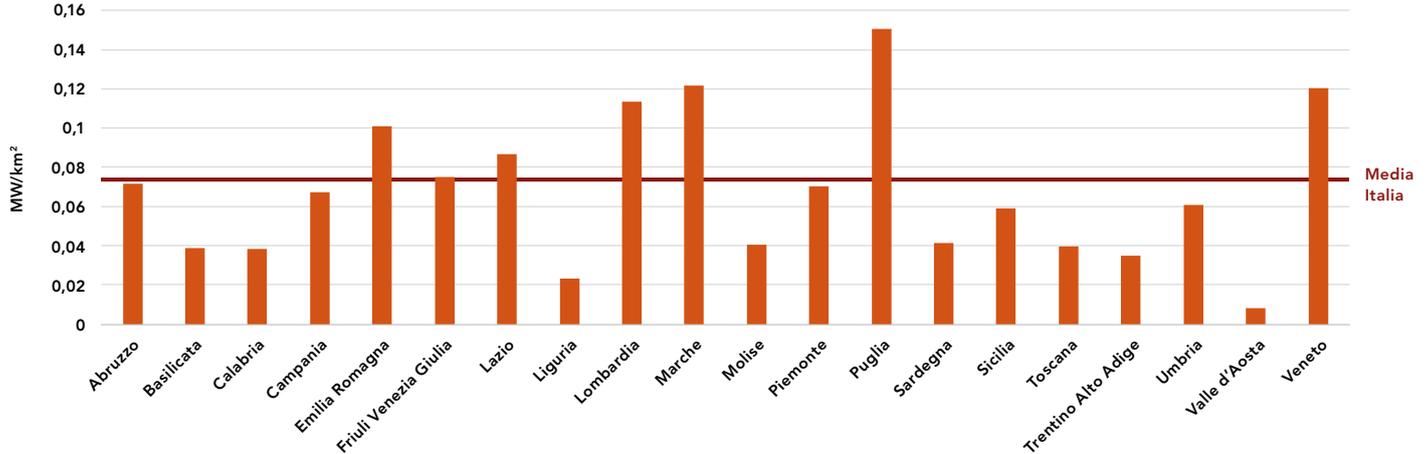


IL FOTOVOLTAICO IN ITALIA

PARCO INSTALLATO: POTENZA PER KM² NELLE REGIONI ITALIANE

Analizzando il dato dei **MW per kilometro quadrato** installati per regione, si nota come la **Puglia** possieda la maggiore concentrazione (**0,15 MW/km²** nel **2021**), seguita da **Marche e Veneto (0,12 MW/ km²)**. Le regioni con minore concentrazione, al contrario, sono Liguria e Valle d'Aosta, rispettivamente 0,023 e 0,008 MW/km².

CAPACITÀ INSTALLATA PER KILOMETRO QUADRATO PER REGIONE AL 2021 – FOTOVOLTAICO



IL FOTOVOLTAICO IN ITALIA

NUOVO INSTALLATO: DISTRIBUZIONE PER TAGLIA DI IMPIANTO

I dati del 2021 confermano la crescita **degli impianti di piccola e media taglia** a discapito degli impianti con potenza superiore a 1 MW. In particolare, **nel 2021 non è stata registrata nuova potenza da impianti di taglia superiore a 10 MW**: il 10% della nuova capacità fa unicamente riferimento a impianti di taglia compresa tra 1 MW e 10 MW.

SEGMENTAZIONE DELLA NUOVA POTENZA INSTALLATA PER FASCE DI TAGLIA



Fonte: rielaborazione su dati Terna e ANIE rinnovabili

© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2022

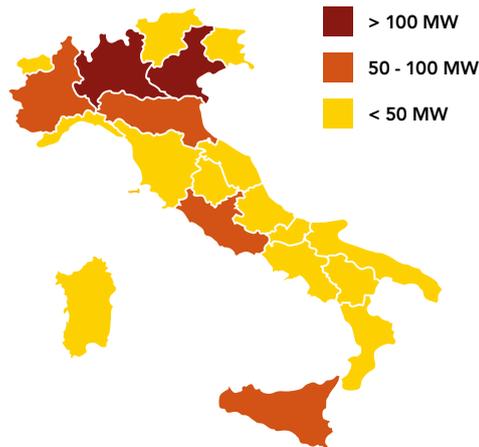
IL FOTOVOLTAICO IN ITALIA

NUOVO INSTALLATO: LOCALIZZAZIONE E POTENZA MEDIA PER IMPIANTO

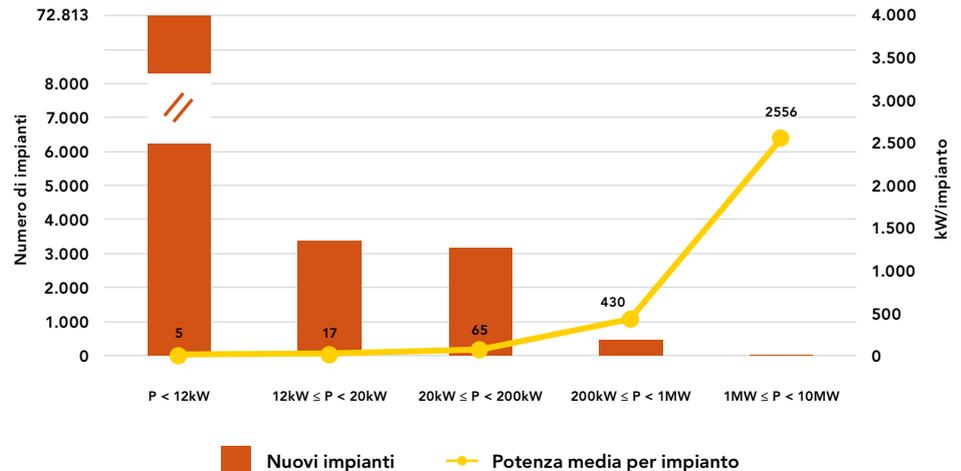
Degli oltre **79mila impianti installati nel 2021**, il **92% è di piccola taglia** (potenza minore di 12 kW) con una **potenza media per impianto pari a 5 kW**. Non risultano invece nuove installazioni di potenza maggiore a 10 MW.

Guardando alla distribuzione geografica del nuovo installato si osserva che **le regioni del Nord cubano il 58% del totale delle nuove installazioni di fotovoltaico del 2021 (935 MW)**.

NUOVA POTENZA INSTALLATA NEL 2021



NUOVI IMPIANTI E POTENZA MEDIA PER IMPIANTO NEL 2021



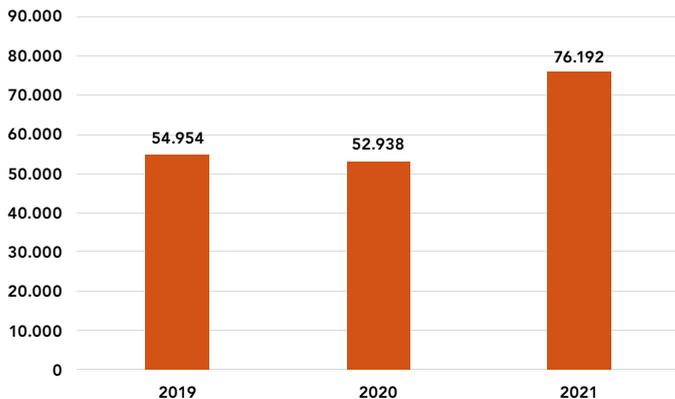
IL FOTOVOLTAICO IN ITALIA

NUOVO INSTALLATO: IMPIANTI DI POTENZA INFERIORE A 20 KW

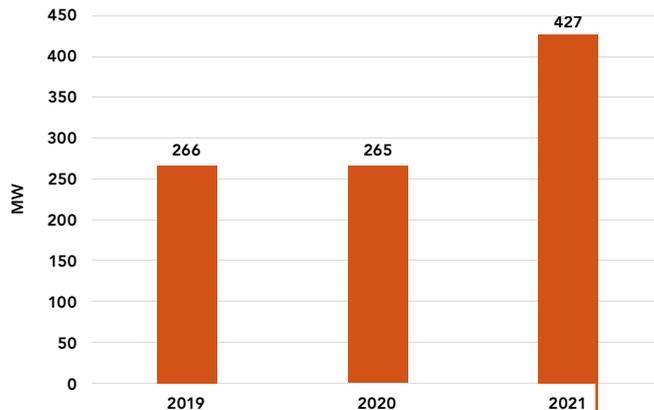
Affiancando il **numero** degli impianti fotovoltaici installati e i relativi **MW** per la classe di potenza minore di **20 kW**, si evidenzia una ripresa delle installazioni tra 2020 e 2021 in seguito al declino registrato nel 2020 a causa della pandemia Covid-19.

Gli oltre 76 mila nuovi impianti hanno una potenza media pari a 5,6 kW di poco superiore alla media del 2020 pari a 5 kW.

**NUMERO IMPIANTI PER CLASSE DI POTENZA
P < 20KW**



**CAPACITÀ INSTALLATA PER CLASSE DI POTENZA
P < 20KW**



Potenza media impianti: **5,6 kW**

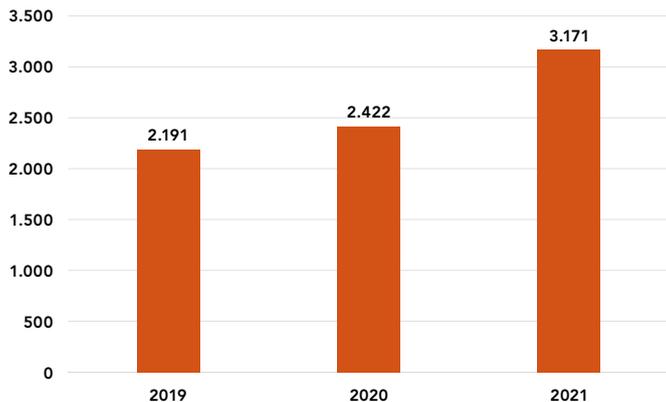
IL FOTOVOLTAICO IN ITALIA

NUOVO INSTALLATO: IMPIANTI DI POTENZA COMPRESA TRA 20 E 200 KW

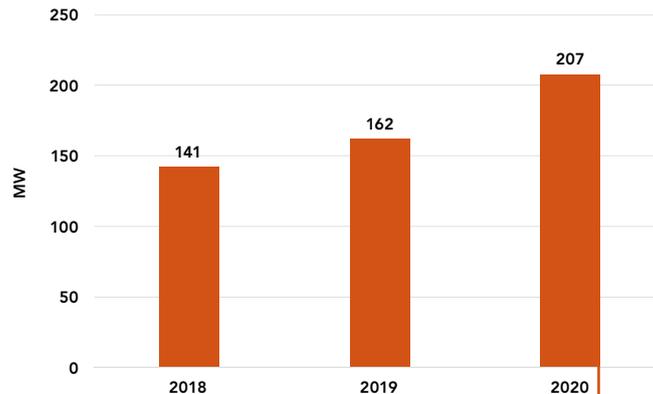
Anche riguardo gli impianti di potenza compresa fra **20 e 200 kW** si evidenzia una crescita nel 2021, sebbene meno marcata rispetto agli impianti di piccola taglia (**+28% rispetto alla crescita registrata nel 2020**).

La potenza media per i nuovi impianti installati nel 2021 è allineata al valore degli anni precedenti.

NUMERO IMPIANTI PER CLASSE DI POTENZA
20 ≤ P < 200KW



CAPACITÀ INSTALLATA PER CLASSE DI POTENZA
20 ≤ P < 200KW



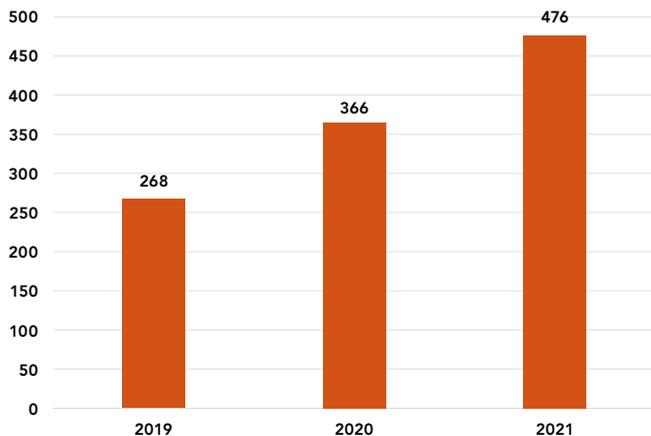
Potenza media impianti: **65 kW**

IL FOTOVOLTAICO IN ITALIA

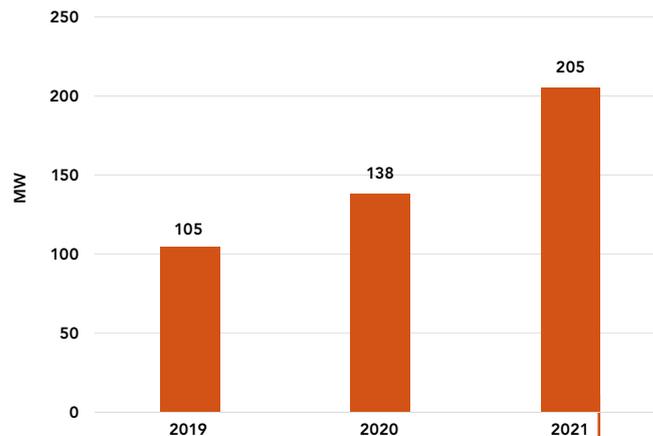
NUOVO INSTALLATO: IMPIANTI DI POTENZA COMPRESA TRA 200 KW E 1 MW

Analizzando il numero e la capacità di **impianti installati** per la classe di potenza **200<P<1.000kW**, si nota una **crescita** continua nell'arco dei tre anni considerati. In particolare, il 2021 registra un valore di crescita della nuova potenza pari al 48% rispetto alle nuove installazioni del 2020.

NUMERO IMPIANTI PER CLASSE DI POTENZA
200 ≤ P < 1.000KW



CAPACITÀ INSTALLATA PER CLASSE DI POTENZA
200 ≤ P < 1.000KW



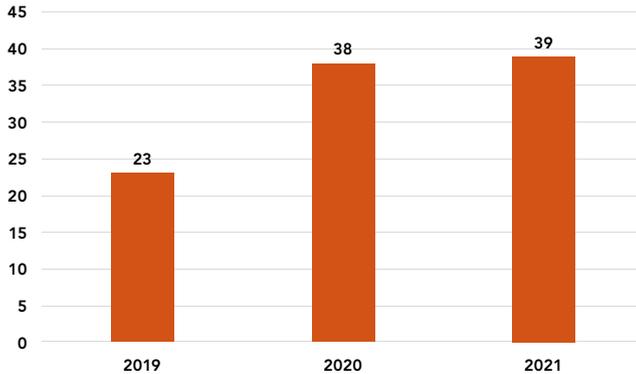
Potenza media impianti: **430 kW**

IL FOTOVOLTAICO IN ITALIA

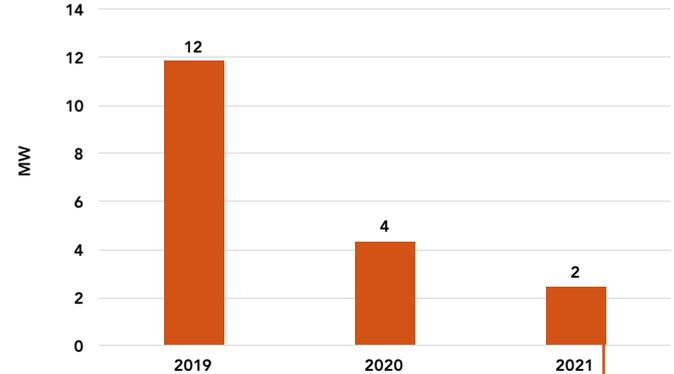
NUOVO INSTALLATO: IMPIANTI DI POTENZA SUPERIORE A 1 MW

Infine, analizzando gli impianti di taglia **superiore a 1 MW**, si nota che il numero di nuovi impianti installati è stabile rispetto al 2020 e lievemente in crescita rispetto al 2019. Si osserva invece una **decrescita della nuova potenza installata a partire dal 2020**, sintomo di una **inferiore taglia media degli impianti** (da 11 MW nel 2019 a 2,5 nel 2021).

NUMERO IMPIANTI PER CLASSE DI POTENZA
P ≥ 1 MW



CAPACITÀ INSTALLATA PER CLASSE DI POTENZA
P ≥ 1 MW



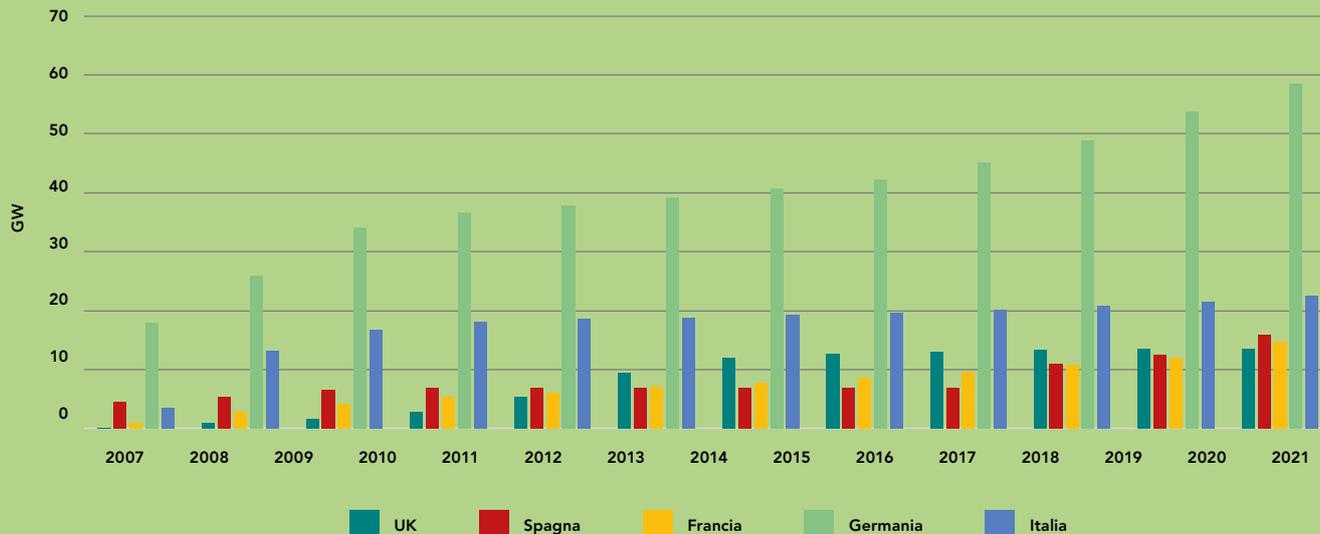
Potenza media impianti: **2,5 kW**

IL FOTOVOLTAICO IN EUROPA

PARCO INSTALLATO: CONFRONTO TRA ITALIA E ALTRI PAESI EUROPEI

Analizzando la capacità installata per il fotovoltaico in Spagna, Francia, Germania e Italia, si evidenzia per tutti i Paesi un trend di crescita dal 2010 al 2021. In valore assoluto, è la **Germania** a possedere la maggiore capacità installata con oltre **58 GW** nel **2021**, seguita dall'**Italia** con quasi **23 GW**.

CAPACITÀ COMPLESSIVA INSTALLATA DA FOTOVOLTAICO*



Fonte: IRENA, Terna.

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

IL FOTOVOLTAICO IN EUROPA

PARCO INSTALLATO: CONFRONTO TRA ITALIA E ALTRI PAESI EUROPEI

Considerando l'aumento percentuale della capacità installata per il fotovoltaico tra il 2020 e il 2021 nei Paesi analizzati, si nota come in **Italia** il tasso di crescita sia stato più contenuto rispetto a **Spagna, Germania e Francia**, e risulta maggiore solo di quello in **UK**.

Paese	Capacità installata al 2020 (GW)	Capacità installata al 2021 (GW)	Variazione %
UK	13,46	13,69	+1,71%
Spagna	12,59	15,95	+26,69%
Francia	12,03	14,72	+22,36%
Germania	53,72	58,46	+8,82%
Italia	21,63	22,57	+4,35%



1.1

1.2

1.3

L'EOLICO IN ITALIA

1.4

1.5

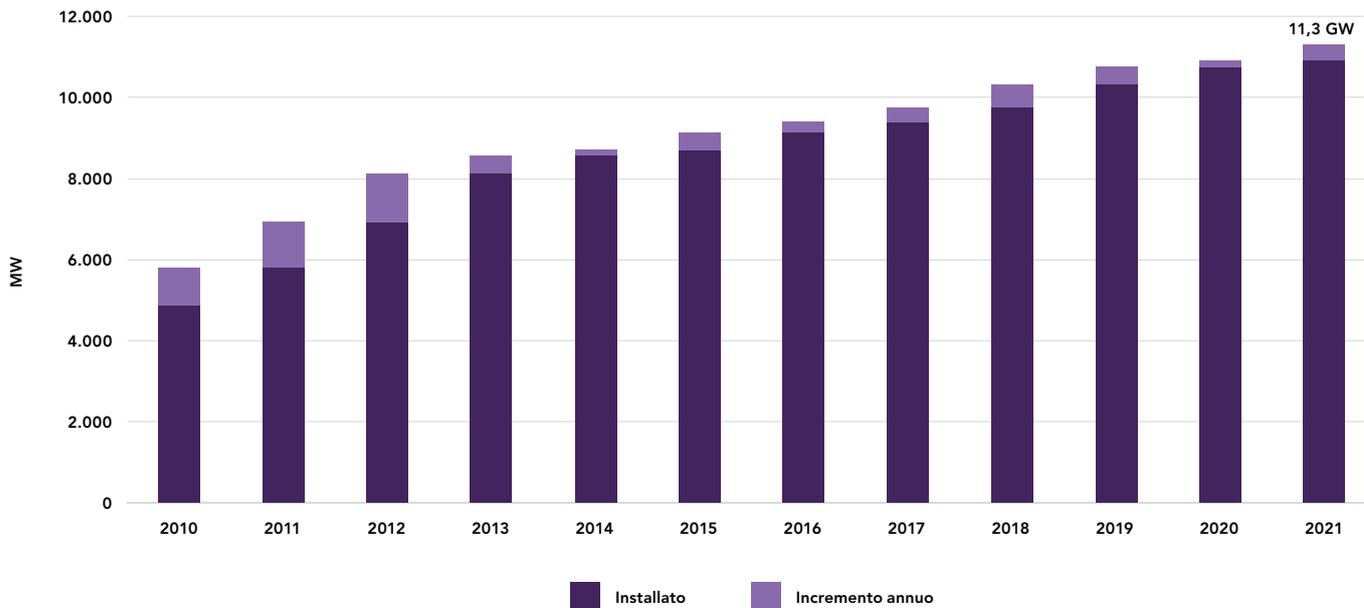
1.6

L'EOLICO IN ITALIA

PARCO INSTALLATO: L'ANDAMENTO

Il volume complessivo di potenza eolica installata è giunta a oltre **11.322 MW a fine 2021**, grazie alla **nuova potenza installata** pari a **404 MW**. Il trend del nuovo installato segna una netta ripresa rispetto al 2020, registrando una crescita del 150% rispetto al 2020.

POTENZA EOLICA INSTALLATA IN ITALIA



Fonte: rielaborazione su dati Terna.

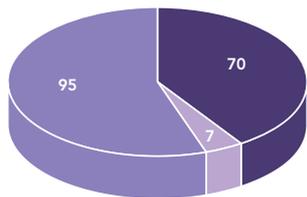
© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2022

L'EOLICO IN ITALIA

PARCO INSTALLATO: LA DISTRIBUZIONE SUL TERRITORIO

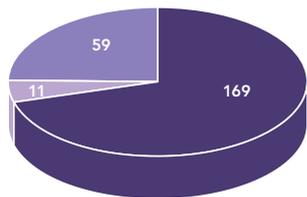
In totale in Italia sono presenti oltre 11 GW di eolico suddivisi tra **5.777 impianti**, di cui **il 9% di potenza superiore o uguale a 1 MW** che **cuba il 96% della potenza installata** totale. I grandi impianti sono installati prevalentemente nelle regioni del Sud e nelle Isole, in particolare in Puglia, Campania e Sicilia.

POTENZA INSTALLATA IN NORD ITALIA [MW]



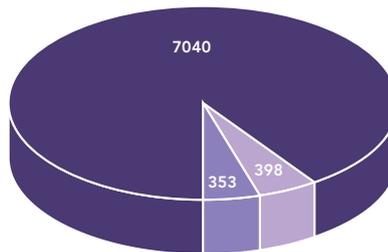
172 MW
177 impianti

POTENZA INSTALLATA IN CENTRO ITALIA [MW]



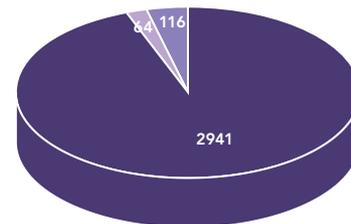
238 MW
271 impianti

POTENZA INSTALLATA IN SUD ITALIA [MW]

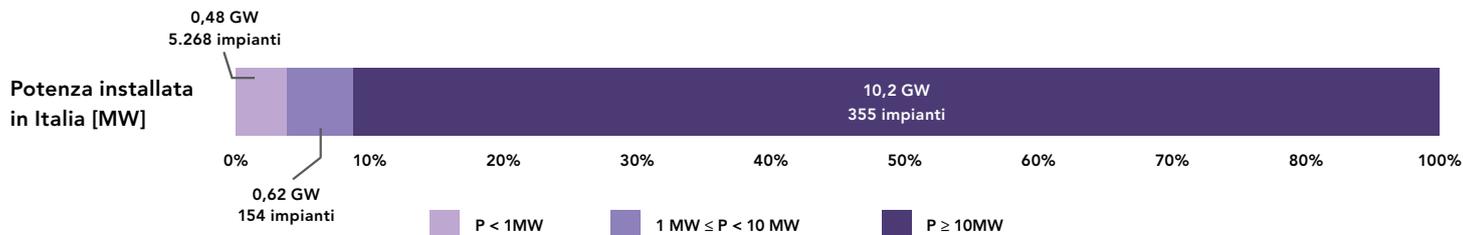


7.790 MW
3.827 impianti

POTENZA INSTALLATA NELLE ISOLE [MW]



3.120 MW
1.502 impianti



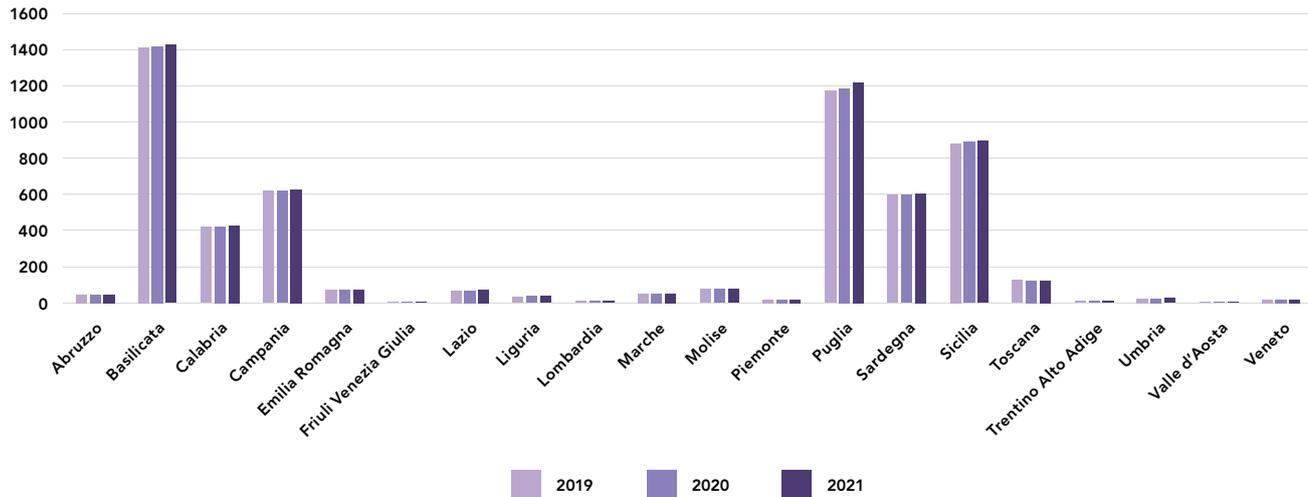
Fonte: rielaborazione su dati Terna.

L'EOLICO IN ITALIA

PARCO INSTALLATO: DISTRIBUZIONE DEGLI IMPIANTI TRA LE REGIONI ITALIANE

Confrontando il **numero** di impianti installati nelle diverse regioni tra il **2020 e il 2021**, si nota come non ci siano state sostanziali differenze. Si evidenzia anche una particolare presenza di impianti in **Basilicata, Puglia, Sardegna, Campania e Sicilia**, che risultano essere le regioni con maggiore disponibilità della fonte eolica.

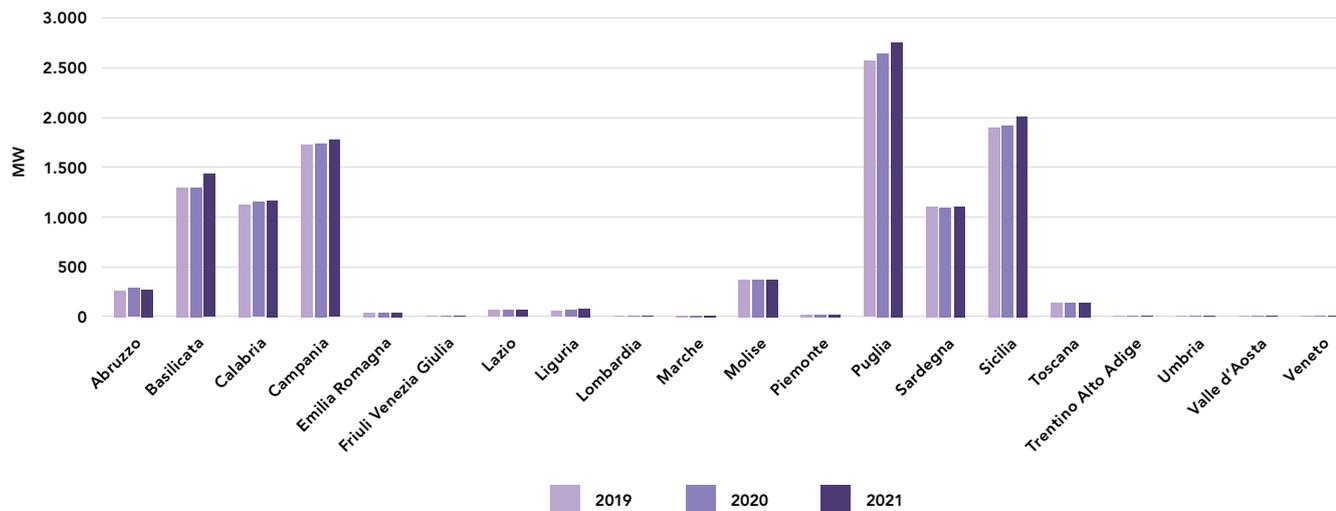
NUMEROSITÀ TOTALE IMPIANTI INSTALLATI, SUDDIVISIONE PER REGIONE - 2019-2020-2021



Fonte: rielaborazione su dati Terna.

Confrontando la **capacità installata in MW** nelle diverse regioni tra il **2020** e il **2021**, si evidenzia un trend più marcato in Basilicata, Puglia e Sicilia con rispettivamente 134, 115 e 88 MW aggiunti nel 2021.

CAPACITÀ TOTALE INSTALLATA, SUDDIVISIONE PER REGIONE - 2019-2020-2021

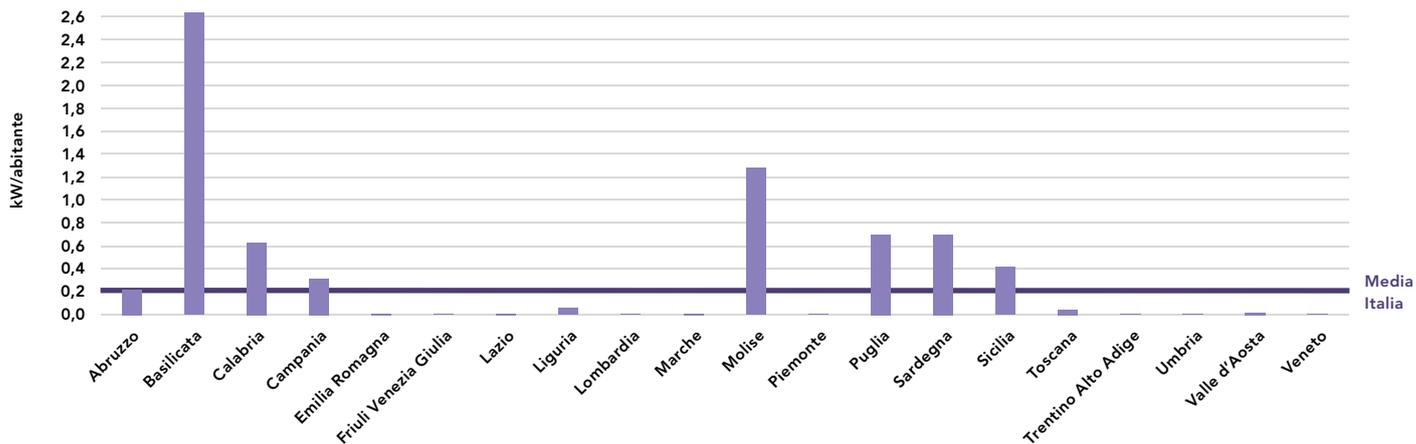


L'EOLICO IN ITALIA

PARCO INSTALLATO: LA POTENZA PRO-CAPITE NELLE REGIONI ITALIANE

Analizzando la **capacità installata pro-capite in kW** nelle **regioni** italiane, la **Basilicata** si distingue con un valore **nettamente superiore** rispetto a tutte le altre regioni (**2,6 kW** per abitante nel **2021**). La seconda regione in questa particolare classifica risulta essere il Molise, con **1,3 kW** per abitante nel **2021**. La media italiana risulta essere pari a **0,2 kW/abitante**.

CAPACITÀ INSTALLATA PRO-CAPITE PER REGIONE AL 2021 - EOLICO

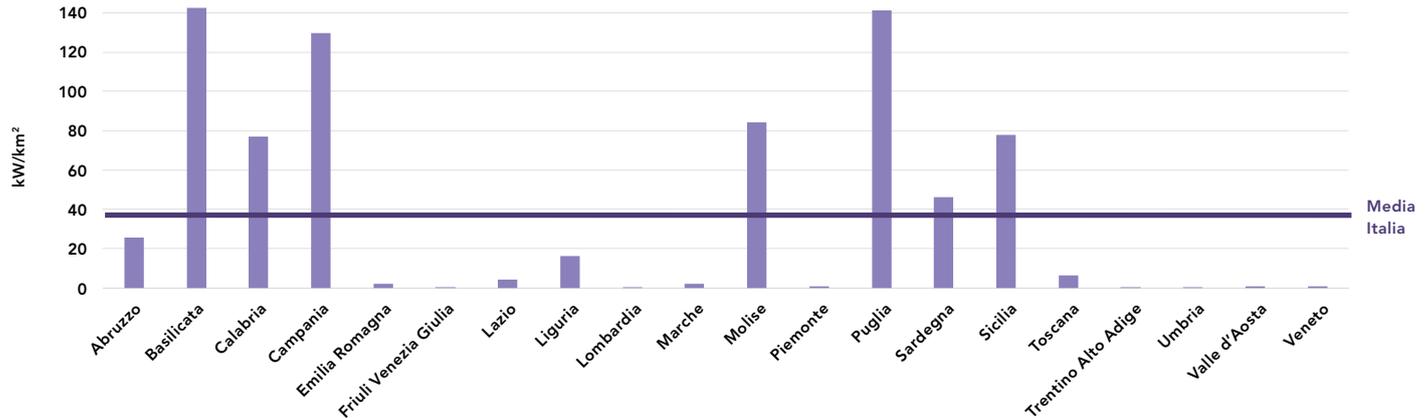


L'EOLICO IN ITALIA

PARCO INSTALLATO: LA POTENZA PER KM² NELLE REGIONI ITALIANE

Passando invece alla **capacità installata in kW per kilometro quadrato** nelle varie regioni, **Puglia (141 kW/km quadrato nel 2021)**, **Basilicata (142 kW/km quadrato nel 2021)** e **Campania (129,5 kW/km quadrato nel 2021)** mostrano valori nettamente superiori alle altre regioni. Importante menzionare come il **Molise** sia la quarta regione in questa classifica nonostante il valore assoluto di capacità installata non sia tra i più alti in Italia.

CAPACITÀ INSTALLATA PER KILOMETRO QUADRATO PER REGIONE AL 2021 - EOLICO



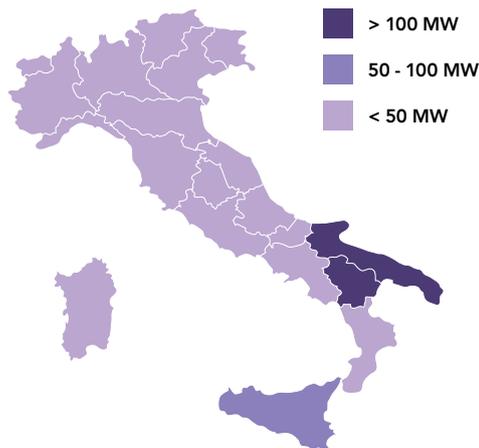
L'EOLICO IN ITALIA

NUOVO INSTALLATO: LOCALIZZAZIONE E POTENZA MEDIA PER IMPIANTO

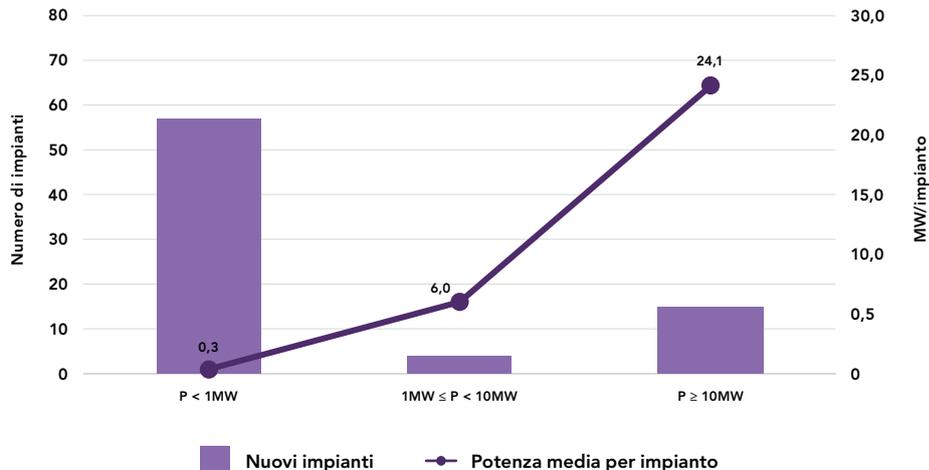
Nel 2021 sono **76 gli impianti eolici installati** in Italia: di questi, i **19 di potenza superiore a 1 MW cubano il 95% della nuova potenza** (386 MW).

I nuovi impianti di grande taglia (superiore a 10 MW) di Puglia, Sicilia, Basilicata e Calabria sostituiscono la disinstallazione di 15 MW in Abruzzo.

NUOVA POTENZA INSTALLATA NEL 2021

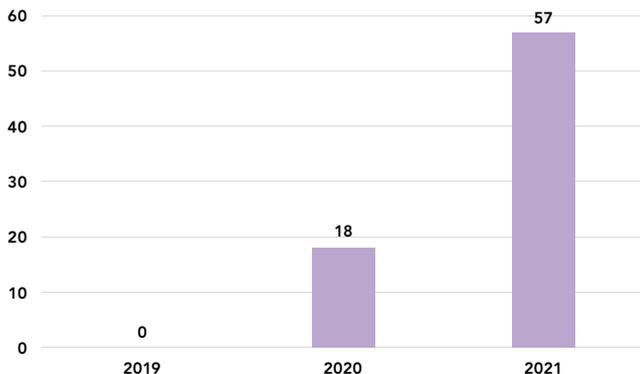


NUOVI IMPIANTI E POTENZA MEDIA PER IMPIANTO NEL 2021

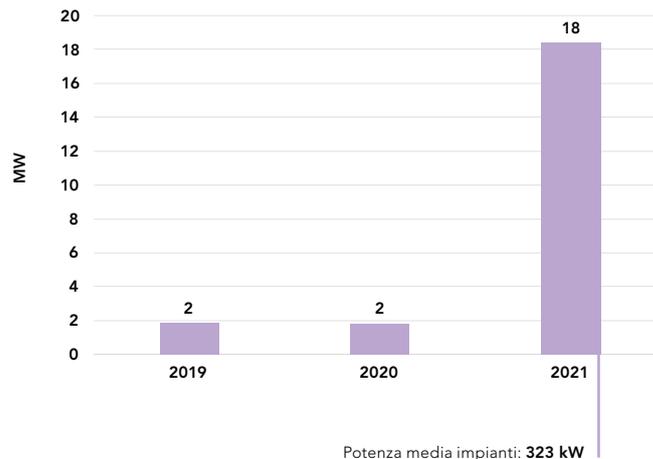


Analizzando il numero di impianti e la capacità installati per la classe di potenza **inferiore a 1MW**, si evidenzia una **ripresa delle installazioni nel 2021**, con una **capacità media per impianto di 323 kW/impianto** contro i 98 kW/impianto del 2020.

NUMERO IMPIANTI PER CLASSE DI POTENZA P < 1MW

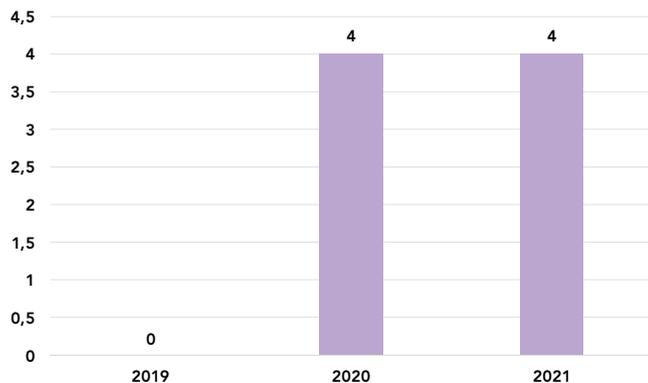


CAPACITÀ INSTALLATA PER CLASSE DI POTENZA P < 1MW

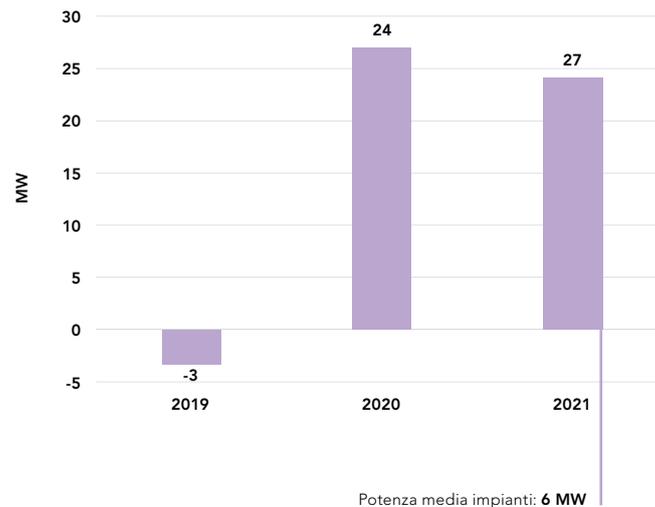


Per gli impianti e la capacità installati nell'ultimo triennio per la classe di potenza **compresa tra 1 e 10 MW**, si nota una crescita stabile nei **MW** installati nel **2021** rispetto al 2019 mentre per il **numero dei nuovi impianti installati si osserva un rallentamento: la potenza media dei nuovi impianti** passa da 6,74 del 2020 a **6 MW/impianto** nel 2021.

NUMERO IMPIANTI PER CLASSE DI POTENZA $1 \leq P < 10$ MW



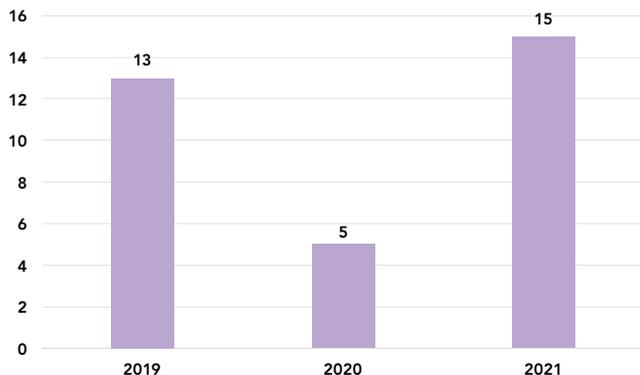
CAPACITÀ INSTALLATA PER CLASSE DI POTENZA $1 \leq P < 10$ MW



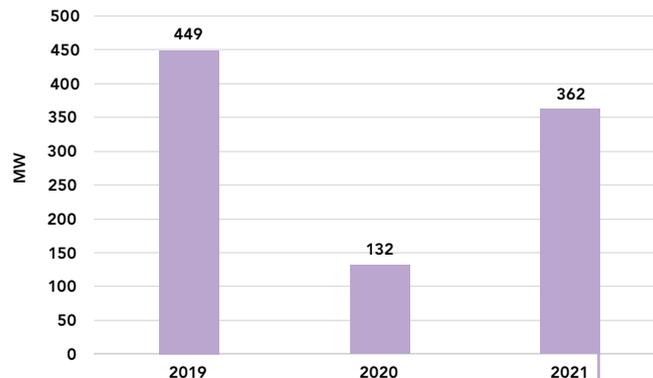
Considerando invece gli impianti e la capacità installati nell'ultimo triennio per la classe di potenza **superiore a 10 MW**, si nota una netta ripresa rispetto al 2020 e un **ritorno a valori pre-pandemia** sia per quanto riguarda il numero di nuovi impianti sia per la nuova potenza installata.

La **potenza media per nuovo impianto** è invece **in calo** rispetto al 2019 (34 MW/impianto) e al 2020 (26,33 MW/impianto).

NUMERO IMPIANTI PER CLASSE DI POTENZA P ≥ 10MW



CAPACITÀ INSTALLATA PER CLASSE DI POTENZA P ≥ 10MW



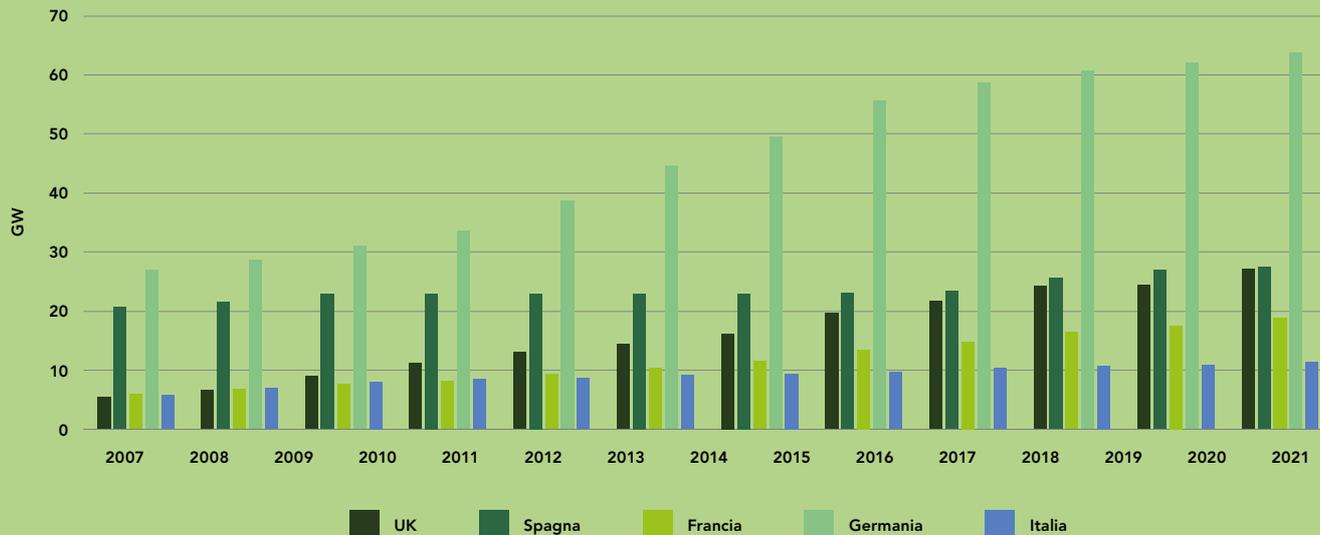
Potenza media impianti: **24,11 kW**

L'EOLICO IN EUROPA

LA CAPACITÀ INSTALLATA: CONFRONTO TRA L'ITALIA E ALTRI PAESI EUROPEI

Per quanto riguarda l'energia da fonte eolica, la **Germania** possiede la più alta capacità installata con quasi **64 GW** nel 2021, caratterizzata anche da una **crescita importante negli anni**. Anche UK e Francia mostrano un trend di crescita sostenuto dal 2010 ad oggi, mentre in **Italia e Spagna** si evidenzia una **crescita più contenuta**.

CAPACITÀ COMPLESSIVA INSTALLATA DA EOLICO



L'EOLICO IN EUROPA

LA CAPACITÀ INSTALLATA: CONFRONTO TRA L'ITALIA E ALTRI PAESI EUROPEI

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

Paese	Capacità installata al 2020 (GW)	Capacità installata al 2021 (GW)	Variazione %
UK	24,49	27,13	+10,78%
Spagna	26,82	27,50	+2,54%
Francia	17,48	18,68	+6,86%
Germania	62,19	63,76	+2,52%
Italia	10,92	11,32	+3,66%



1.1

1.2

1.3

1.4

LE ALTRE RINNOVABILI IN ITALIA

1.5

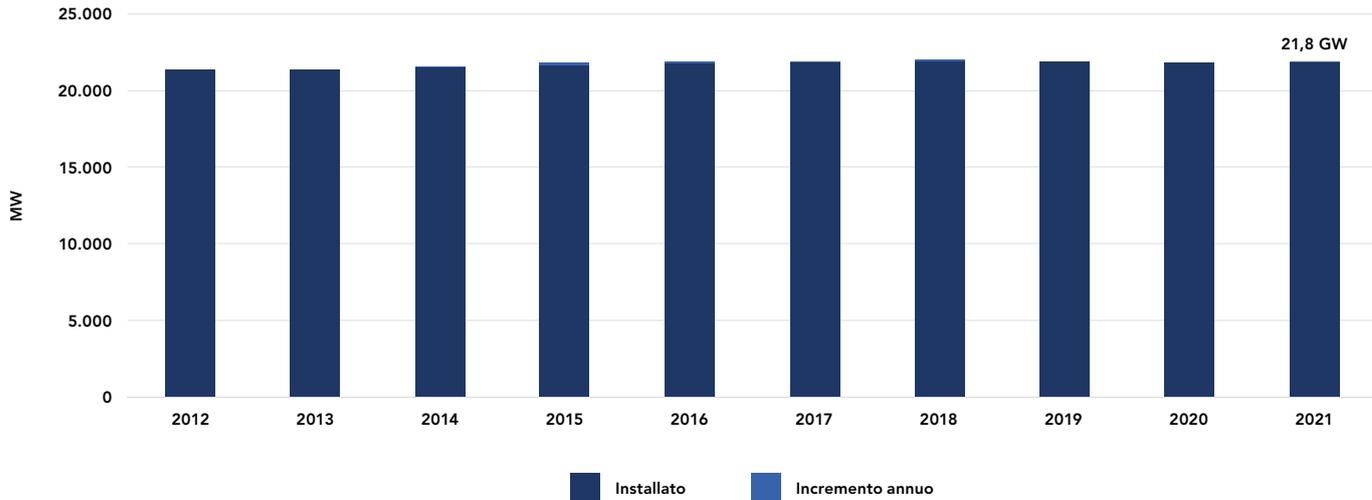
1.6

L'IDROELETTRICO IN ITALIA

PARCO INSTALLATO: L'ANDAMENTO

Il volume complessivo di potenza* idroelettrica installata a fine 2021 è di circa **21,8 GW** con un **valore delle nuove installazioni pari a circa 11 MW in impianti di taglia < 10 MW**. È stata inoltre **dismessa la produzione di 17 MW da impianti di taglia superiore a 10 MW**.

POTENZA IDROELETTRICA INSTALLATA IN ITALIA



Fonte: rielaborazione su dati Terna.

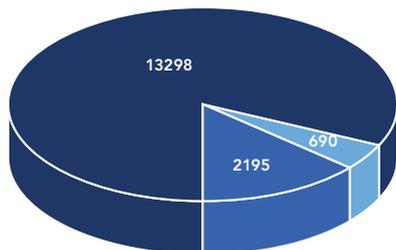
(*) Il valore della potenza cui si fa riferimento è la Potenza Nominale Complessiva, secondo il calcolo riportato sul sito di Terna.

L'IDROELETTRICO IN ITALIA

INSTALLATO AL 2021: LA DISTRIBUZIONE SUL TERRITORIO

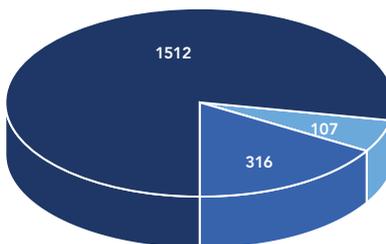
In totale in Italia sono presenti oltre 21,8 GW di idroelettrico suddivisi tra **4.6 impianti**, di cui **il 7% di potenza superiore o uguale a 10 MW** cuba **l'83% della potenza installata** totale.

POTENZA INSTALLATA IN NORD ITALIA [MW]



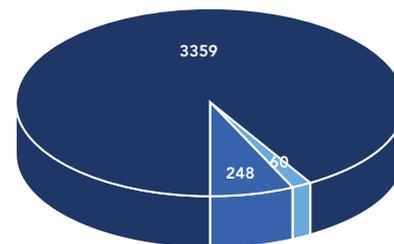
16,2 GW
3.769 impianti

POTENZA INSTALLATA IN CENTRO ITALIA [MW]



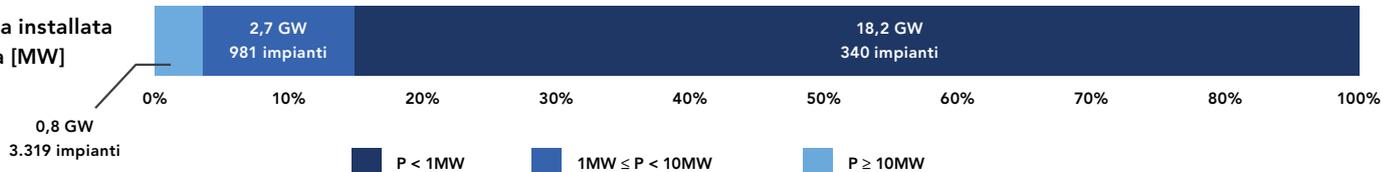
1,9 GW
559 impianti

POTENZA INSTALLATA IN SUD ITALIA E ISOLE [MW]



3,7 GW
312 impianti

Potenza installata in Italia [MW]



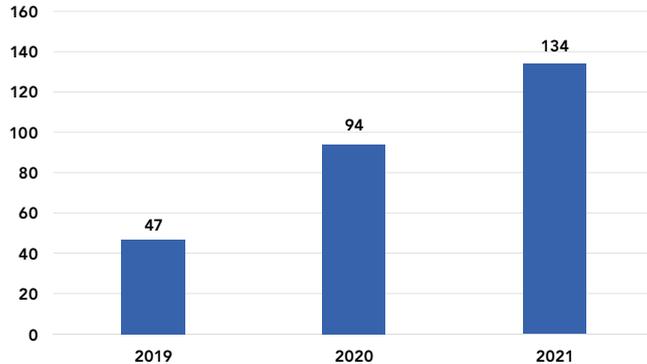
Fonte: rielaborazione su dati Terna.

L'IDROELETTRICO IN ITALIA

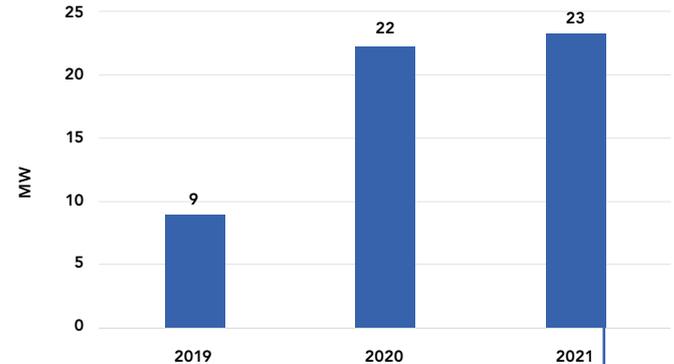
LA SEGMENTAZIONE PER TAGLIA DI IMPIANTO

Affiancando il **numero** degli impianti e i relativi **MW** per la classe di potenza minore di **1 MW**, si evidenzia un aumento della capacità installata dal 2019 al 2021. Nel 2021, il numero degli impianti è aumentato più della nuova potenza installata: infatti, si osserva un calo della potenza media installata per impianto rispetto ai 236 kW/impianto del 2020.

**NUMERO IMPIANTI PER CLASSE DI POTENZA
P < 1MW**



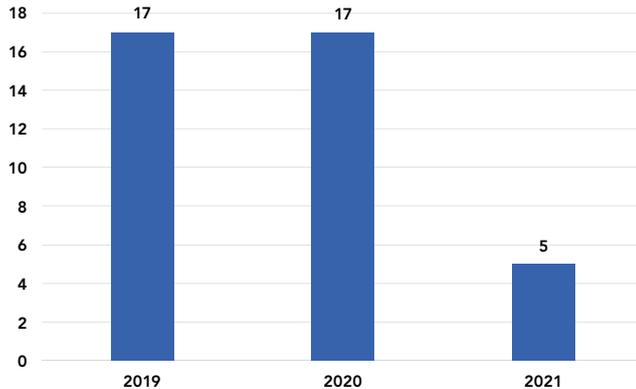
**CAPACITÀ INSTALLATA PER CLASSE DI POTENZA
P < 1MW**



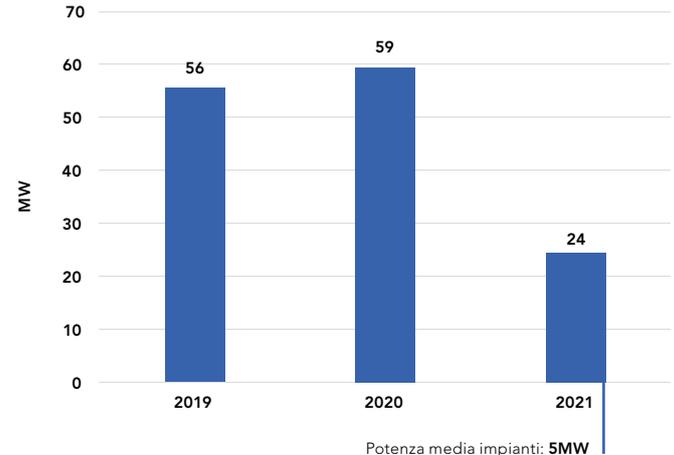
Potenza media impianti: **173 kW**

Affiancando il **numero** degli impianti e i relativi **MW** per la classe di potenza compresa fra **1-10 MW**, si evidenzia un calo del numero di nuovi impianti e di capacità installata tra 2020 e 2021 in corrispondenza di un aumento della potenza media per impianto (3 MW/impianto nel 2020 vs 5 nel 2021).

NUMERO IMPIANTI PER CLASSE DI POTENZA $1\text{MW} \leq P < 10\text{MW}$



CAPACITÀ INSTALLATA PER CLASSE DI POTENZA $1\text{MW} \leq P < 10\text{MW}$

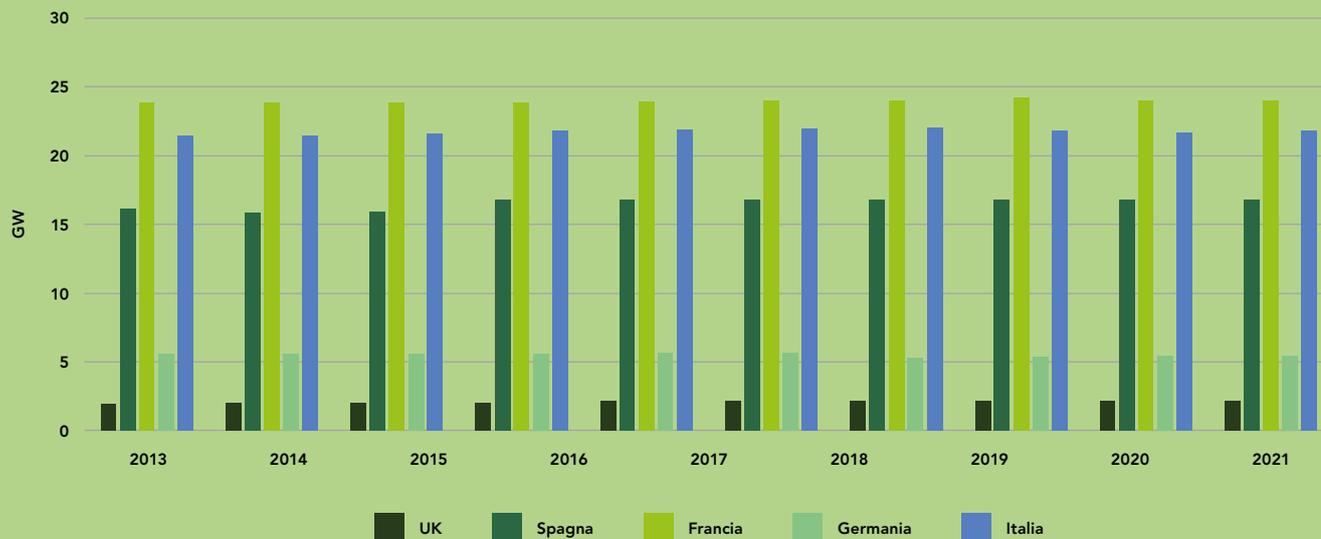


L'IDROELETTRICO IN EUROPA

LA CAPACITÀ INSTALLATA: CONFRONTO TRA L'ITALIA E ALTRI PAESI EUROPEI

L'idroelettrico vede la **Francia** superare gli altri Paesi considerati in termini di capacità installata, con quasi **24 GW** nel **2021**. Nonostante ciò, la totale capacità installata rimane stabile nel periodo considerato per tutti i Paesi analizzati.

CAPACITÀ COMPLESSIVA INSTALLATA DA IDROELETTRICO



L'IDROELETTRICO IN EUROPA

LA CAPACITÀ INSTALLATA: CONFRONTO TRA L'ITALIA E ALTRI PAESI EUROPEI

Analizzando la **variazione percentuale della capacità installata** per l'**idroelettrico** tra il **2020** e il **2021** per i Paesi considerati, si nota una generale **stabilità** sia per i Paesi esteri che per l'**Italia**, che però registra una **piccola crescita** della capacità installata. Lo stesso accade per la **Regno Unito**.

Paese	Capacità installata al 2020 (GW)	Capacità installata al 2021 (GW)	Variazione %
UK	2,18	2,19	+0,46%
Spagna	16,79	16,79	0%
Francia	23,99	23,99	0%
Germania	5,44	5,44	0%
Italia	21,68	21,78	+0,46%

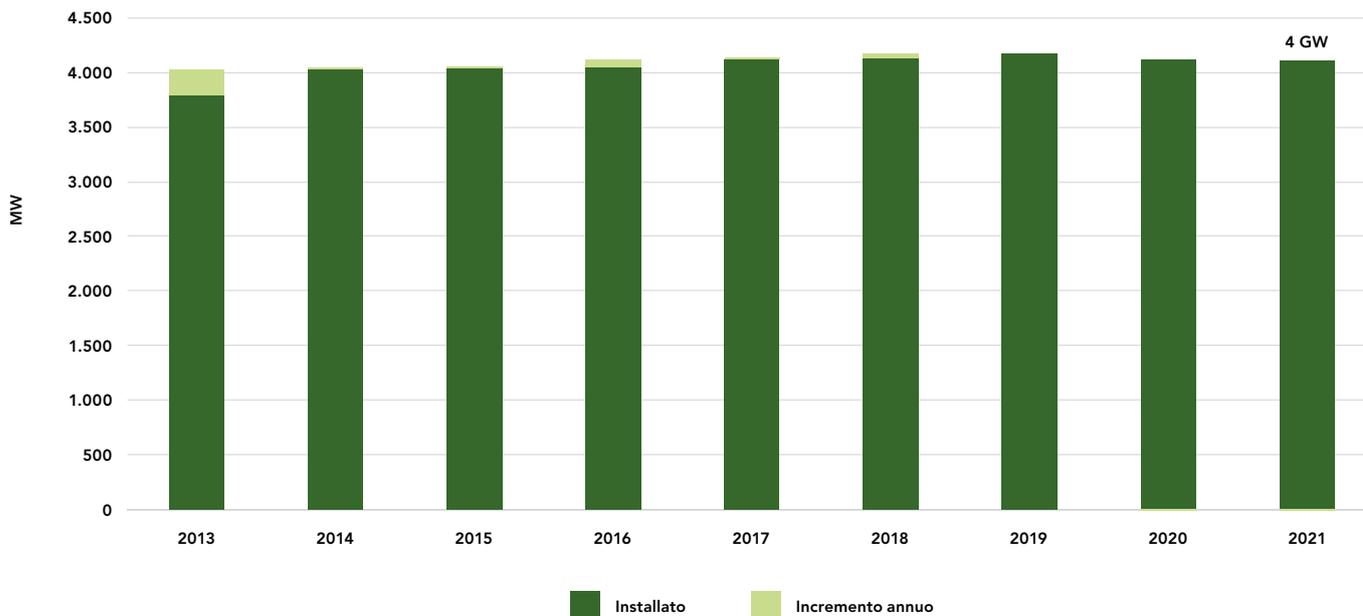
LE BIOENERGIE IN ITALIA

L'ANDAMENTO DELLA POTENZA INSTALLATA

La **potenza cumulata**, sommando le diverse tipologie di biomassa utilizzate per la produzione elettrica, si attesta intorno ai **4 GW** nel 2021 senza registrare variazioni rispetto al 2020.

Lo «stallo» delle nuove installazioni è evidente e continua ormai dal 2014.

POTENZA BIOENERGIE INSTALLATA IN ITALIA



Fonte: rielaborazioni su dati Terna.

© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2022

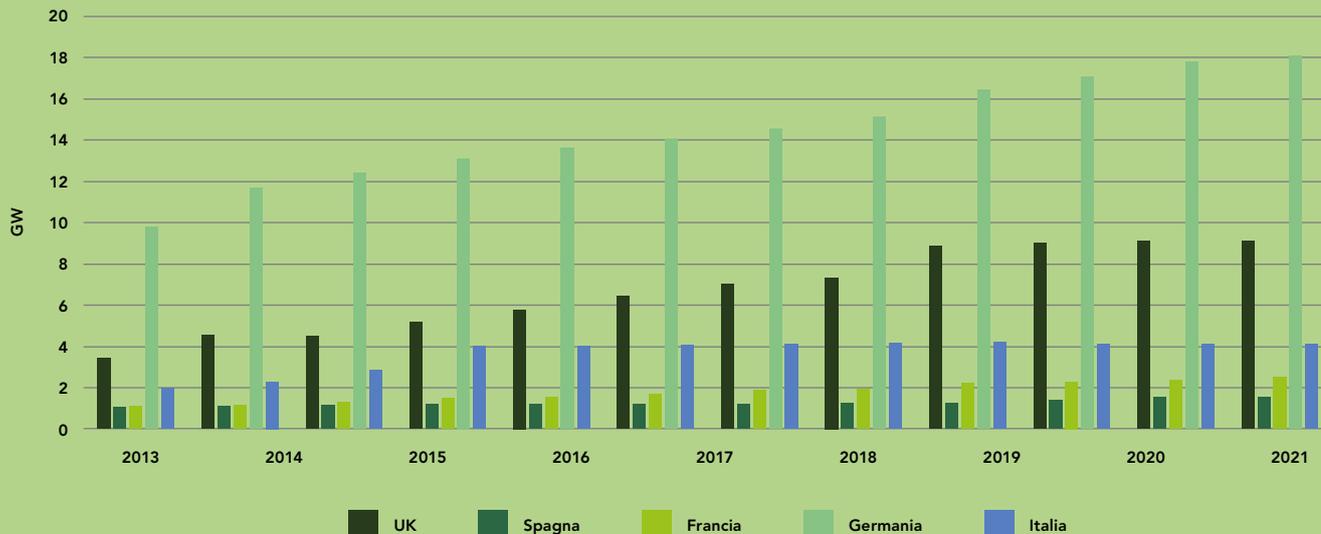
1.4 Le altre Rinnovabili in Italia — 75

LE BIOENERGIE IN EUROPA

LA CAPACITÀ INSTALLATA: CONFRONTO TRA L'ITALIA E ALTRI PAESI EUROPEI

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

CAPACITÀ COMPLESSIVA INSTALLATA DA BIOENERGIE



Analizzando la **variazione percentuale della capacità installata** per le **bioenergie** tra il **2020** e il **2021** per i Paesi considerati, si evidenzia una **crescita moderata** per **Germania, Francia e Spagna**, mentre **Italia e UK** sono caratterizzati da una sostanziale **stabilità** nel periodo considerato.

Paese	Capacità installata 2020 (GW)	Capacità installata 2021 (GW)	Variazione %
UK	9,08	9,09	+0,11%
Spagna	1,53	1,55	+1,31%
Francia	2,38	2,50	+5,04%
Germania	17,81	18,06	+1,40%
Italia	4,11	4,10	-0,24%

1.1

1.2

1.3

1.4

1.5

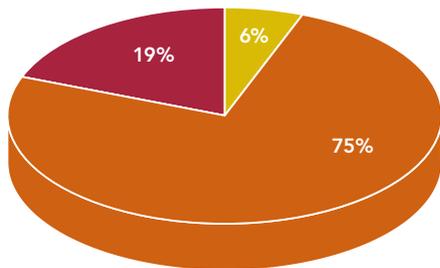
FOCUS: GLI INTERVENTI DI REVAMPING-REPOWERING E GLI IMPATTI DI AGRIVOLTAICO E COMUNITÀ ENERGETICHE

1.6

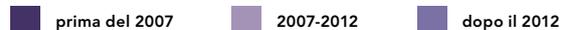
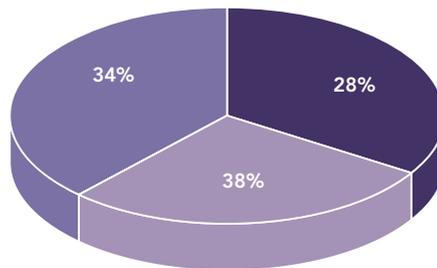
Nell'ambito degli incentivi del Conto Energia, tra il **2010 e il 2013** in Italia è stata installata circa il **75% della potenza fotovoltaica** totale ad oggi in esercizio (quasi 17 GW) e, tra il **2007 e il 2012**, circa il **55% della potenza eolica** ad oggi in esercizio (6,2 GW). Si tratta di una importante quota di potenza rinnovabile installata che necessita perciò di una grande attenzione, **al fine di non perdere lo sforzo fatto in termini di installazioni** e di **mantenere** il più possibile **la producibilità degli impianti**.

La corsa alle installazioni avvenuta tra il 2010 e il 2013 ha portato anche alla diffusione di **progetti non sempre ben ottimizzati**, e in generale, lo **sviluppo tecnologico** avvenuto negli ultimi anni mette a disposizione tecnologie più efficienti e a più basso costo, che permetterebbero di occupare le stesse aree già occupate da impianti ma con una maggiore producibilità.

POTENZA FOTOVOLTAICA INSTALLATA IN ITALIA PER DATA DI INSTALLAZIONE [MW]



POTENZA EOLICA INSTALLATA IN ITALIA PER DATA DI INSTALLAZIONE [MW]



In questo contesto, **i progetti di revamping e repowering risultano cruciali in Italia**. In particolare, alla luce degli sfidanti obiettivi di decarbonizzazione fissati, un **contributo rilevante deve derivare dagli interventi di integrali ricostruzioni, rifacimenti, riattivazioni e potenziamenti**.

PERDITA ANNUALE DI POTENZA LEGATA ALLA DEGRADAZIONE DEGLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI

A titolo esemplificativo, considerando una perdita di produzione annuale dello 0,8% dovuta all'invecchiamento dei moduli, si può calcolare che **ad oggi i 17 GW di impianti fotovoltaici installati tra il 2010 e il 2013 producono tra il 6,2% e l'8,5% in meno di quando sono stati installati**, se nel frattempo non sono stati effettuati interventi di rifacimento degli stessi.

Considerando un numero di ore equivalenti iniziale medio per questi impianti pari a 1250, si ottiene che **ad oggi la perdita di produzione per degradazione dei moduli installati tra il 2010 e il 2013 si attesta intorno ai 1.600 MWh/anno, pari a 1,3 GW di nuova potenza installata**.

Considerando le perdite di degradazione relative **a tutto l'installato nazionale**, si può calcolare che ad oggi circa **125 MW di nuova potenza installata ogni anno va**, prima che ad incrementare l'energia rinnovabile prodotta annualmente in Italia, **a compensare le perdite legate all'invecchiamento** degli impianti fotovoltaici installati (di cui circa l'80% copre le perdite relative agli impianti installati tra il 2010 e il 2013).

Riguardo la normativa, gli interventi di revamping e repowering sono a lungo stati comparati a progetti di nuove installazioni, rendendone di fatto poco fluida l'applicazione.

Con il decreto Semplificazioni (L.228/2020), il decreto Semplificazioni Bis (L.108/2021) e la conversione in legge del dl Energia (dl 17/2022) sono state introdotte alcune **rilevanti disposizioni al fine di semplificare l'iter di approvazione degli interventi di ammodernamento di impianti esistenti**.

- Per prima cosa, si definisce che, per le integrali ricostruzioni, i rifacimenti, le riattivazioni e i potenziamenti, la **Valutazione di Impatto Ambientale** ha ad oggetto la sola **variazione di impatto** indotta dal progetto rispetto alla situazione ante intervento.
- Inoltre, **per ogni tipologia di impianto sono individuati gli interventi di «modifica sostanziale»** soggetti ad autorizzazione unica, mentre **gli interventi di modifica non sostanziale sono assoggettati alla procedura abilitativa semplificata o a CILA (comunicazione di inizio lavori asseverata)**. Tra gli altri, non sono considerati sostanziali, a prescindere dalla potenza elettrica risultante a seguito dell'intervento, gli interventi su*:
 - impianti FV e idroelettrici, e le relative opere connesse, che non comportano variazioni della volumetria delle strutture e dell'area destinata agli impianti;
 - impianti eolici realizzati nello stesso sito** e che comportano una riduzione minima del numero degli aerogeneratori rispetto a quelli già esistenti o autorizzati (con un vincolo però sull'altezza massima dei nuovi aerogeneratori).

(*) restano ferme, laddove previste, le procedure di verifica di assoggettabilità e valutazione di impatto ambientale di cui al d.lgs. 3 aprile 2006, n. 152.

(**): viene considerato «stesso sito»: nel caso di impianti su una unica direttrice, la stessa direttrice con una deviazione massima di un angolo di 20° e la stessa lunghezza più una tolleranza del 20%, nel caso di impianti dislocati su più direttrici, la superficie planimetrica al massimo pari alla superficie autorizzata più una tolleranza complessiva del 20%.

Inoltre, **non sono sottoposti a valutazioni ambientali** e paesaggistiche, e sono quindi **consentiti tramite CILA (comunicazione di inizio lavori asseverata)** gli interventi di modifica di progetti autorizzati o di impianti esistenti **se non incrementano l'area occupata** dagli impianti e dalle opere, a prescindere dalla potenza elettrica risultante a seguito dell'intervento, se ricadenti nelle seguenti categorie:

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

Infine, la conversione in legge del dl Energia (dl 17/2022) ha definito automaticamente aree idonee* i siti dove sono già presenti impianti fotovoltaici sui quali, senza variazione dell'area occupata o comunque con variazioni dell'area entro certi limiti, sono eseguiti interventi di modifica sostanziale per rifacimento, potenziamento o integrale ricostruzione, anche con l'aggiunta di sistemi di accumulo**.

(*): nei **procedimenti di autorizzazione su aree idonee** l'autorità competente in materia paesaggistica si esprime **con parere obbligatorio non vincolante e i termini delle procedure di autorizzazione sono ridotti di un terzo**.

(**): con capacità non superiore a 3 MWh per ogni MW di potenza dell'impianto fotovoltaico

Riguardo l'**accesso all'incentivazione, non possono accedere** agli incentivi gli interventi di rifacimento e potenziamento su **impianti fotovoltaici**, e non possono altresì accedere agli incentivi gli interventi di **potenziamento su impianti eolici** on-shore che non abbiano determinato un **incremento della potenza pari ad almeno il 10% della potenza ante operam**.

L'intervento di **rifacimento è ammesso** esclusivamente su impianti che **non beneficiano**, alla data di pubblicazione della procedura, di **incentivi statali** sulla produzione energetica e siano entrati in esercizio da un periodo pari almeno ai **due terzi della vita utile** convenzionale dell'impianto.

Con il Decreto Semplificazioni del 2020 i produttori titolari di impianti che non hanno optato per il c.d. Spalma-incentivi **possono partecipare con progetti di intervento sullo stesso sito** (tipicamente repowering) **ai bandi pubblicati dal GSE** successivamente al 17 luglio 2020.

L'**agrivoltaico** è un tema all'attenzione del mercato da alcuni anni, ma ad oggi il numero di progetti sviluppati è ancora limitato. Ciò è causato anche dall'**assenza di una definizione unica di questi progetti: manca infatti un inquadramento normativo da parte del MiTE** che definisca gli impianti agrivoltaici, i quali sono stati a lungo equiparati a classici impianti a terra.

Un tentativo di colmare il gap nel quadro normativo è rappresentato dal **position paper pubblicato dalle associazioni di settore Anie Rinnovabili, Elettricità Futura e Italia Solare**. Sulla base delle indicazioni contenute nella Legge 108/2021 e nella normativa tedesca DIN SPEC 91434, il sistema agrivoltaico è stato definito come «**un sistema in cui l'attività agricola* e l'attività energetica coesistono ed insistono sulla medesima porzione di territorio, preservando la vocazione agricola del terreno**; le aree agricole su cui implementare i sistemi agro-fotovoltaici possono essere sia *aree agricole non utilizzate, sia quelle in cui è già presente l'attività AGRO*».

Un'ulteriore specificazione fornita dal position paper consiste nella **distinzione dei sistemi agrivoltaici in due configurazioni**:

AGRO-FV interfilare, che consiste in **impianti fotovoltaici** – con strutture fisse, con strutture fisse e moduli verticali, o a inseguimento solare – **a livello del suolo i quali vengono disposti in file**, in modo da alternare le aree destinate ai moduli e le aree in cui viene svolta l'attività AGRO.

AGRO-FV elevato, che prevede **impianti fotovoltaici** – con strutture fisse o a inseguimento solare – **elevati rispetto a terra** (altezza minima pari a 2,1 metri), sotto i quali può essere svolta un'attività AGRO.

(*): Per attività agricola si intende tutto lo spettro di attività AGRO che vanno da quelle AGRO-COLTURALE a quelle AGRO-PASTORALE, ivi inclusa l'apicoltura.

Fonte: Position Paper «Sistemi AGRO-FOTOVOLTAICI», Marzo 2022, Anie Rinnovabili, Elettricità Futura, Italia Solare.

La realizzazione di impianti agrivoltaici viene inserita all'interno del PNRR tra le iniziative da realizzare nel contesto della transizione ecologica. In particolare, nella Missione M2C2 è presente l'«Investimento 1.1: Sviluppo agro-voltaico» che stanZIA risorse pari a **1,1 miliardi di euro a sostegno dell'agrivoltaico** con l'obiettivo di installare a regime una capacità produttiva da impianti agro-voltaici di 1,04 GW.

Un'ulteriore area di sviluppo prevista dal PNRR è quella dell'agrisolare a cui, tramite l'«Investimento 2.2», sono dedicati **1,5 miliardi di euro per installare moduli fotovoltaici sui tetti di edifici ad uso produttivo nei settori agricolo, zootecnico e agroindustriale** al fine di produrre energia rinnovabile.

Negli ultimi anni ci sono stati progressi dal punto di vista dell'ammissibilità all'incentivazione degli impianti agrivoltaici. Infatti, fino a meno di un anno fa il **Decreto Legge 1/2012 stabiliva che gli impianti fotovoltaici con moduli collocati a terra in aree agricole**, salvo limitate eccezioni, **non potessero beneficiare degli incentivi statali** riconosciuti alle fonti energetiche rinnovabili.

La situazione è stata sbloccata dalla **Legge 108/2021** (legge di conversione del «Decreto Semplificazioni Bis») **che consente l'accesso ai meccanismi di supporto agli impianti agrivoltaici «che adottino soluzioni integrative innovative con montaggio dei moduli elevati da terra, anche prevedendo la rotazione dei moduli stessi, comunque in modo da non compromettere la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale, anche consentendo l'applicazione di strumenti di agricoltura digitale e di precisione».**

Infine, **con la conversione in legge del Decreto Legge 17/2022** («Decreto Energia») l'accesso agli incentivi per gli impianti agrivoltaici viene **subordinato alla contestuale realizzazione di sistemi di monitoraggio da attuare sulla base di linee guida** da adottare da parte del Consiglio per la ricerca in agricoltura e l'analisi dell'economia agraria, in collaborazione con il GSE, entro trenta giorni dalla data di entrata in vigore del Decreto.

FOCUS INSTALLAZIONI

AGRIVOLTAICO – LE DOMANDE DI PROGETTO

La cartina sottostante riporta **la numerosità e la distribuzione geografica delle domande di progetti agrivoltaici inviate al Ministero dell'Ambiente** a partire da Agosto 2021. Da quella data, infatti, i progetti di impianti fotovoltaici di potenza superiore a 10 MW sono assoggettati alla VIA di competenza statale, come già gli impianti eolici di potenza superiore a 30MW.

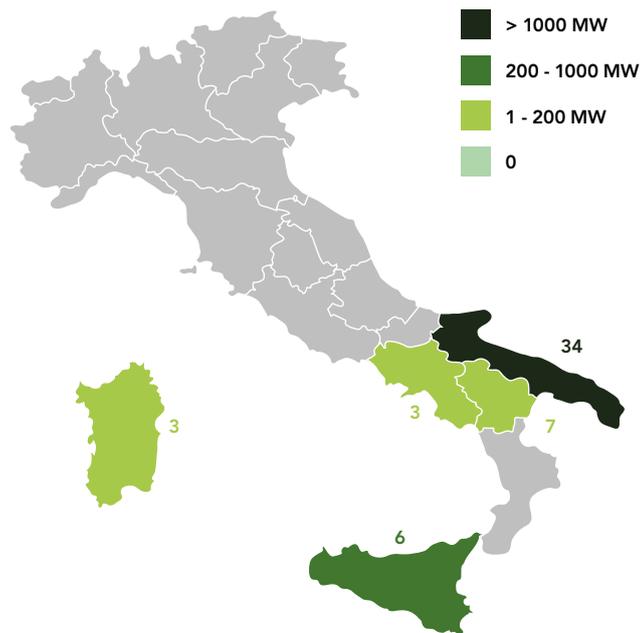
Le **domande** presentate fino ad Aprile 2022 sono **51, per un totale di 2.356 MW** di potenza in immissione richiesti.

Dal punto di vista geografico, **la totalità dei progetti si colloca in sole cinque regioni** del Sud Italia: Puglia, Basilicata, Sicilia, Campania e Sardegna.

La **Puglia** risulta la regione in cui sono state avviate più richieste sia in termini di numero di progetti (34, di cui 2 in condivisione con la Basilicata) sia in termini di potenza (1368 MW, di cui circa 100 in condivisione con la Basilicata).

In **Sicilia**, sebbene siano state presentate meno domande rispetto alla Basilicata, risulta più potenza richiesta vista la maggiore dimensione media degli impianti (120 MW vs 28 MW).

POTENZA IN IMMISSIONE E NUMEROSITÀ DELLE DOMANDE DI PROGETTI AGRIVOLTAICI*



(*): Nelle regioni Puglia e Basilicata è presente un «Double counting» a causa della presenza di due progetti che coinvolgono il territorio di entrambe le regioni.

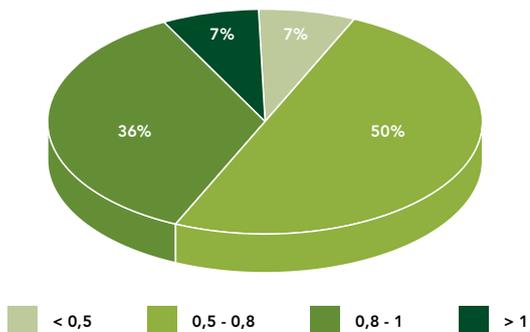
Fonte: rielaborazione su dati Ministero dell'Ambiente.

Per 14 delle 51 domande di agrivoltaico presentate* è stata analizzata la documentazione riportante le caratteristiche generali e tecniche del progetto disponibile sul sito del Ministero dell'Ambiente.

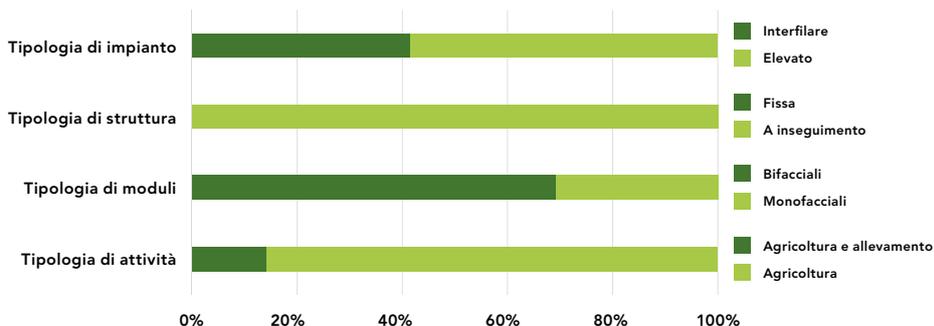
Risulta che **la maggior parte degli impianti ha una potenza relativa compresa tra 0,5 e 0,8 MW/ha**, mentre è presente solo un impianto per le fasce che contengono gli impianti dalla potenza relativa inferiore a 0,5 MW/ha o superiore a 1 MW/ha.

La maggior parte dei progetti analizzati prevede che la **generazione fotovoltaica sia accoppiata con l'attività di agricoltura**, alla quale in due casi si aggiunge l'attività di allevamento. Dal punto di vista strutturale, quasi il 60% degli impianti presenta una **configurazione elevata**, oltre il 60% utilizza **moduli bifacciali**, e tutti i progetti sfruttano la **tecnologia a inseguimento**.

MW PER ETTARO DI AREA AGRICOLA INTERESSATA DALL'IMPIANTO [MW/HA]



CLASSIFICAZIONE DEI PROGETTI IN BASE ALLE CARATTERISTICHE DELL'IMPIANTO



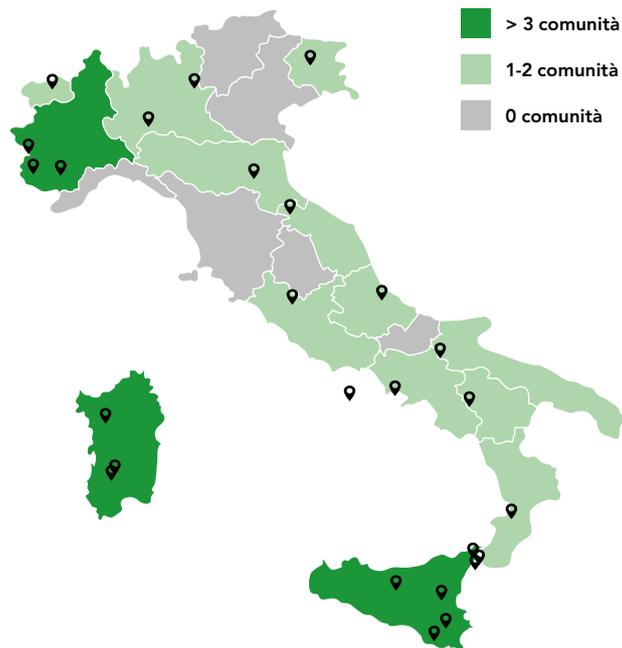
(*): Vengono considerate le domande inviate entro il 04/04/2022.

Fonte: rielaborazione su dati Ministero dell'Ambiente

La ricerca «Le comunità energetiche in Italia» a cura di **RSE** e della **Fondazione Utilitatis**, pubblicata a **Febbraio 2022**, riporta **26 Comunità Energetiche attive oggi** sul territorio nazionale, ad esse si aggiungono inoltre diversi progetti ancora in fase di accreditamento.

Tutti i progetti prevedono l'installazione di **impianti fotovoltaici**. La media di installato, per le comunità per cui è disponibile il dato, è di **40 kW di impianti fotovoltaici a progetto**.

Ad oggi lo sviluppo di nuovi progetti è rallentato in attesa della pubblicazione della **normativa definitiva**, che **prevede l'alleggerimento di alcuni vincoli su taglia degli impianti e perimetro delle configurazioni**.



Comunità energetiche attive

26

Potenza media degli impianti di produzione

~ 40 kW

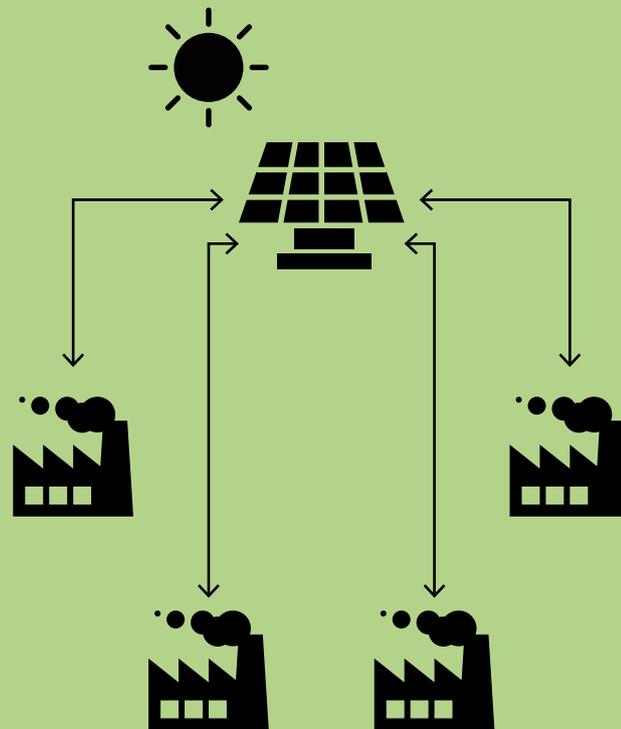
BOX: COMUNITÀ ENERGETICHE E AUTOCONSUMO “ALTROVE” IN AMBITO C&I

L'introduzione delle Comunità Energetiche nella normativa italiana avvenuto con il recepimento della direttiva europea RED II (D.lgs. 199/2021) permette l'apertura di nuovi mercati che interesseranno direttamente i cittadini privati e la Pubblica Amministrazione (come avvenuto finora) ma potranno essere efficacemente declinati anche nel **mercato industriale e commerciale**.

La nuova disciplina in tema di **comunità energetiche** prevede che i membri delle stesse debbano trovarsi nella **medesima zona di mercato** e che l'energia che viene prodotta dagli impianti della comunità e consumata da un membro della stessa (l'energia condivisa), se condivisa a valle della **medesima cabina primaria**, godrà dell'esenzione dagli oneri di trasmissione e distribuzione non dovuti. Se l'impianto di produzione ha potenza inferiore a 1 MW, l'energia condivisa godrà inoltre di un incentivo on-top.

Nel caso di **autoconsumo collettivo** (un gruppo di utenti che si trovano all'interno del medesimo edificio/condominio) il decreto permette che gli **impianti** che concorrono al computo dell'energia condivisa si trovino in un'area nella disponibilità di uno dei soggetti partecipanti, **anche al di fuori dell'edificio/condominio**.

Si apre inoltre alla possibilità di fare **autoconsumo «altrove»**: l'autoconsumatore privato (non all'interno di un gruppo di autoconsumatori collettivi), infatti, può consumare energia prodotta da **impianti rinnovabili** che si trovano in edifici/siti nella propria disponibilità ma **distanti dall'utenza**, e condividere l'energia attraverso la rete di distribuzione esistente.



BOX: COMUNITÀ ENERGETICHE E AUTOCONSUMO “ALTROVE” IN AMBITO C&I

Queste novità aprono nuove opportunità per il mercato C&I, una **terza alternativa tra la stipula di PPA** (non sempre adatti a piccole aziende che non hanno le competenze interne per gestire questi contratti) **e l’investimento autonomo** per un impianto da installare sul tetto della propria azienda (dove non sempre vi è lo spazio o la possibilità).

Un **gruppo di aziende del mercato C&I** può decidere di fatto di replicare il modello delle comunità energetiche, **condividendo l’investimento iniziale** in impianti rinnovabili, riducendo l’impegno economico dei singoli. La comunità potrebbe anche scegliere di rivolgersi ad un istituto di credito e fare leva sulla **maggiore affidabilità** che può garantire, grazie alla propria natura di consorzio di aziende. La comunità **manterrebbe la proprietà degli impianti produttivi** e i membri potranno così fornirsi di energia rinnovabile ad un **prezzo slegato dai mercati energetici**, obiettivo di grande interesse in questo periodo di volatilità dei prezzi.

Un esempio di applicazione di questo meccanismo è costituito dal **progetto consortile «Renewability» realizzato da EPO**. La ESCo propone un’offerta di **gestione operativa** di ogni fase dell’iniziativa, dallo scouting dei progetti e realizzazione degli impianti fino alla gestione di tutti i flussi energetici ed economici verso i membri dell’aggregazione, riducendo così l’impegno richiesto alle parti coinvolte.

Questo genere di progetti sono destinati ad una **larga diffusione nel mercato C&I**, settore per il quale **non esiste ad oggi una vera e propria pianificazione verso la transizione ecologica**, nonostante sia responsabile di circa il 40% delle emissioni nazionali legate al consumo di energia elettrica*. In mancanza di un intervento incisivo a livello statale (che introduca ad esempio un obbligo di produzione o acquisto di energia rinnovabile da parte delle imprese energivore o incentivi per imprese energivore disposte a investire nelle rinnovabili) il percorso del settore verso la sostenibilità verrà principalmente supportato dalle iniziative di ESCo ed altri attori del mercato energetico.

(*): ISPRA, 2021



1.1

1.2

1.3

1.4

1.5

1.6

ASTE E REGISTRI: IL QUADRO DEI MECCANISMI DI SUPPORTO ALLE RINNOVABILI IN ITALIA

Il **decreto MiSE del 4 luglio 2019** (FER 1) suddivide gli impianti che possono essere ammessi agli incentivi in **quattro gruppi**:

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

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

Sono previste due diverse modalità di accesso agli incentivi a seconda della potenza dell'impianto e del gruppo di appartenenza:

- **Registri:** gli impianti di potenza superiore a 1 kW (20 kW per i fotovoltaici) e **inferiore a 1 MW** che appartengono ai Gruppi A, A-2, B e C devono essere iscritti ai Registri, attraverso i quali è assegnato il contingente di potenza disponibile sulla base di specifici **criteri di priorità**;
- **Procedure d'Asta:** gli impianti di potenza **superiore o uguale a 1 MW** che appartengono ai Gruppi A, B e C devono partecipare alle Aste, attraverso le quali è assegnato il contingente di potenza disponibile, in funzione del **maggior ribasso** offerto sul livello incentivante e, a pari ribasso, applicando ulteriori criteri di priorità.

Con il Decreto FER1 sono stati indetti **7 bandi** per la partecipazione a registri o aste:

- Primo bando: dal 30 settembre 2019 al 30 ottobre 2019
- Secondo bando: dal 31 gennaio 2020 al 1 marzo 2020
- Terzo bando: dal 31 maggio al 30 giugno 2020
- Quarto bando: dal 30 settembre al 30 ottobre 2020
- Quinto bando: dal 31 gennaio 2021 al 2 marzo 2021
- Sesto bando: dal 31 maggio al 30 giugno 2021
- Settimo bando: dal 30 settembre al 30 ottobre 2021

Il Decreto di recepimento della **REDII** prevede che verranno inoltre svolti i **bandi otto e nove**, in cui verrà assegnato tutto il contingente di potenza non assegnato nei precedenti bandi:

- **Ottavo bando:** dal 31 gennaio 2022 al 2 marzo 2022
- **Nono bando:** dal 31 maggio 2022 al 29 agosto 2022

IL DECRETO FER 1

IMPIANTI DI GRANDE TAGLIA – ASTE

In ciascuna delle procedure sono stati assegnati differenti **contingenti di potenza**, in funzione del gruppo di appartenenza degli impianti.

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

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

Fonte	Gruppo di appartenenza	Tariffa per impianti con P>1MW ²
Eolico	Gruppo A Gruppo C	70 €/MWh
Fotovoltaico	Gruppo A	70 €/MWh
Idroelettrico	Gruppo B Gruppo C	80 €/MWh
Alimentati a gas residuati dai processi di depurazione	Gruppo B Gruppo C	80 €/MWh

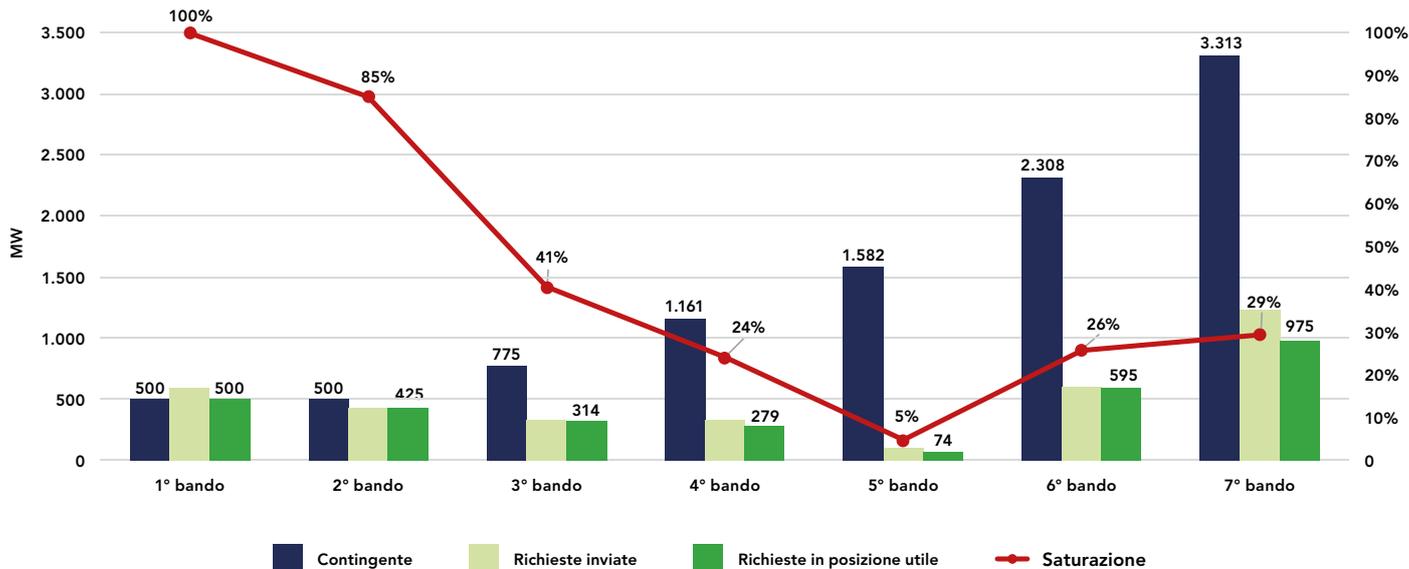
(2): Dal 1° gennaio 2021, i valori delle tariffe di riferimento sono ridotti del 2% per gli impianti idroelettrici e a gas residuati dei processi di depurazione del Gruppo B e del 5% per gli impianti eolici e fotovoltaici del Gruppo A.

IL DECRETO FER 1 RISULTATI ASTE

Si osserva la significativa **diminuzione della saturazione del contingente** del Gruppo A, ossia degli impianti fotovoltaici ed eolici di nuova installazione, **che passa dal 100% del primo bando al 5% del quinto bando, per poi risalire negli ultimi due.**

Da sottolineare l'andamento del numero assoluto di **richieste inviate, che diminuiscono progressivamente** tra il primo e il quinto bando, **umentando poi nel corso del sesto e del settimo bando**, arrivando a superare per la prima volta la **soglia di 1 GW** in un bando. Questo trend risulta **conseguente all'andamento delle autorizzazioni**, il cui **rilascio intermittente** determina la presenza di aste più o meno piene.

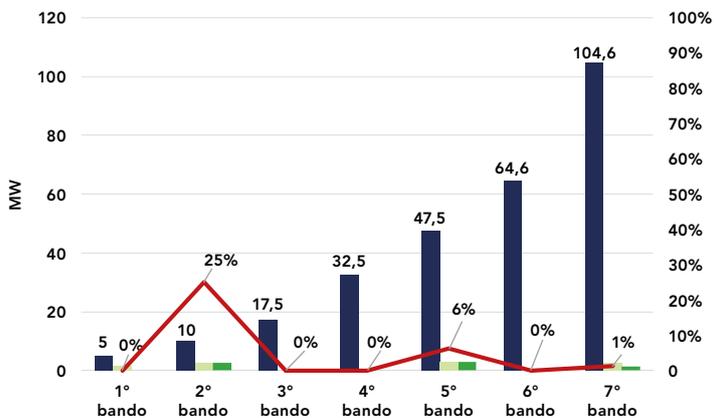
GRUPPO A



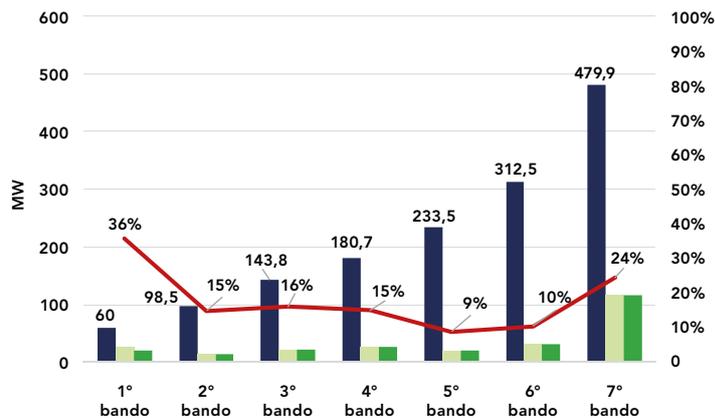
Nel **Gruppo B (idroelettrico e impianti a gas residui)** il terzo, il quarto e il sesto bando sono andati deserti e le assegnazioni sono state nulle. Nel quinto e settimo bando si è invece raggiunta una saturazione rispettivamente del 6% e dell'1% del contingente a disposizione.

Nel **Gruppo C (rifacimenti)** si è assistito ad una **diminuzione della saturazione fino al quinto bando**, per poi **risalire con il sesto e settimo bando**.

GRUPPO B



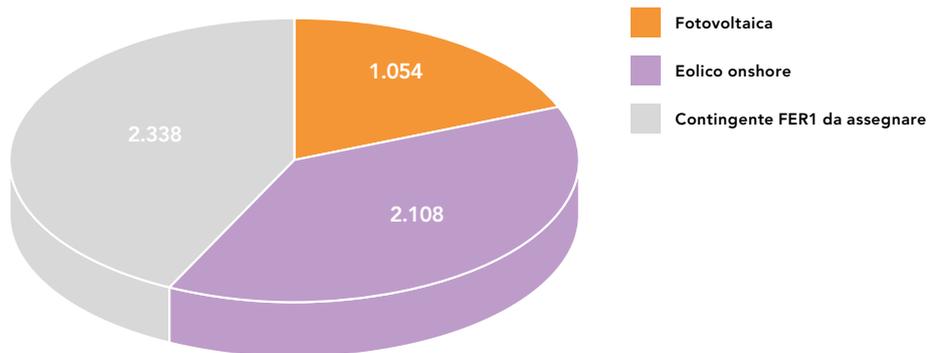
GRUPPO C



Contingente
 Richieste inviate
 Richieste in posizione utile
 Saturazione

Focalizzando l'attenzione sul Gruppo A, risulta che con i primi sette bandi è stato **assegnato circa il 57,5% del contingente totale** previsto dal Decreto FER 1 (**3,16 GW su 5,5 GW**).

CONTINGENTE ASSEGNATO CON I PRIMI SETTE BANDI GRUPPO A [MW]

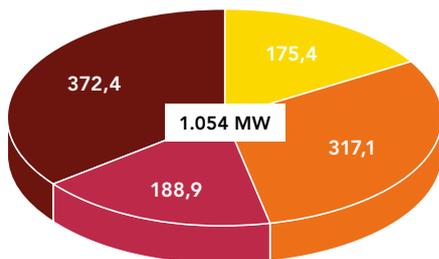




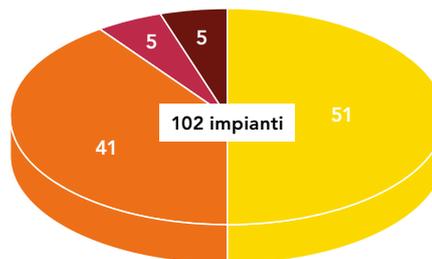
Di seguito si riporta lo spaccato per **il fotovoltaico**, valutato per richieste in posizione utile.

I **circa 1.000 MW di capacità assegnata** ai nuovi impianti fotovoltaici risultano piuttosto **equamente suddivisi tra le fasce di potenza** indicate, mentre **riguardo la numerosità si nota una prevalenza degli impianti di taglia inferiore a 20 MW**.

**DISTRIBUZIONE DELLA POTENZA
PER FASCE DI TAGLIA [MW]**



**NUMEROSITÀ DEGLI IMPIANTI
PER FASCE DI TAGLIA**

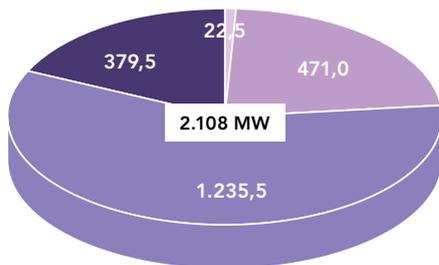




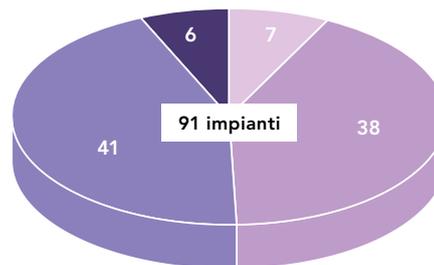
Di seguito si riporta lo spaccato per l'**eolico**, valutato per richieste in posizione utile.

Più della metà dei circa 2 GW assegnati ai nuovi impianti eolici risulta assegnata ad impianti di **potenza compresa tra i 20 e i 50 MW**; dal punto di vista della numerosità vi è una netta prevalenza degli impianti appartenenti alle fasce intermedie, quindi tra i 5 e i 50 MW.

**DISTRIBUZIONE DELLA POTENZA
PER FASCE DI TAGLIA [MW]**

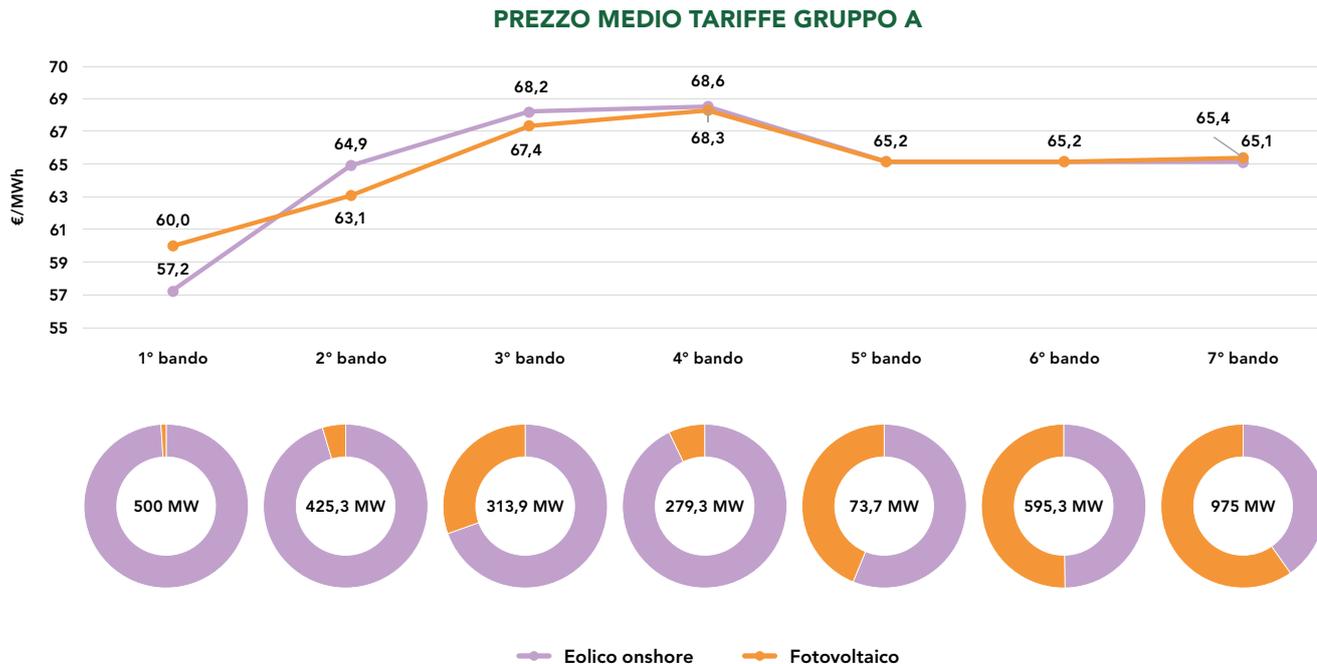


**NUMEROSITÀ DEGLI IMPIANTI
PER FASCE DI TAGLIA**



■ $P \leq 5 \text{ MW}$ ■ $5 \text{ MW} < P \leq 20 \text{ MW}$ ■ $20 \text{ MW} < P \leq 50 \text{ MW}$ ■ $P > 50 \text{ MW}$

Considerando le assegnazioni del Gruppo A, nel corso dei primi quattro bandi si osserva un **trend di incremento dei prezzi, sia per la fonte solare che per la fonte eolica, che si avvicina alla soglia base di gara**. I prezzi **diminuiscono** con il quinto, sesto e settimo bando in seguito alla **riduzione delle tariffe di riferimento** per i gruppi A e B nel 2021.



IL DECRETO FER 1

IMPIANTI DI PICCOLA TAGLIA – REGISTRI

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

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

(1): 111 D.M. 04/07/2019 prevede specifiche modalità di riallocazione della quota dei contingenti non assegnati.

Fonte	Gruppo di appartenenza	Fascia di potenza [kW]	Tariffa
Eolico	Gruppo A Gruppo C	1<P<100	150 €/MWh
		100<P<1.000	90 €/MWh
Fotovoltaico	Gruppo A Gruppo A-2*	20<P<100	105 €/MWh
		100<P<1.000	90 €/MWh
Idroelettrico	Gruppo B Gruppo C	1<P<400	155 €/MWh**
		400<P<1.000	110 €/MWh**
		1<P<1.000	90 €/MWh***
Alimentati a gas residuati dai processi di depurazione	Gruppo B Gruppo C	1<P<100	110 €/MWh
		100<P<1.000	100 €/MWh

(*) : sostituzione amianto: +12 €/MWh.

(**) : idroelettrico ad acqua fluente.

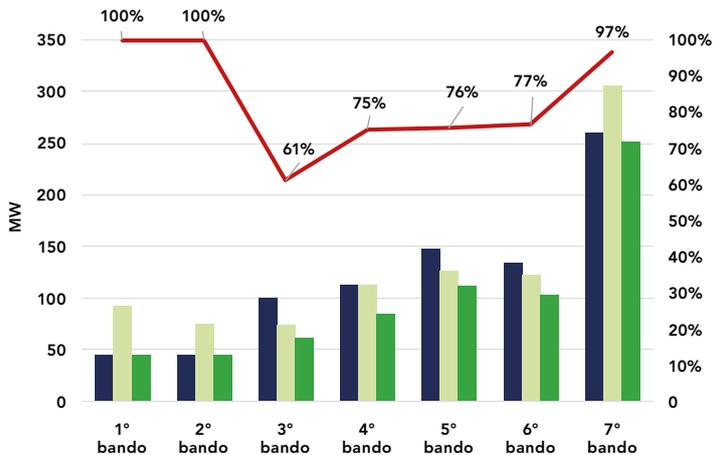
(***) : idroelettrico a bacino o serbatoio.

IL DECRETO FER 1 RISULTATI REGISTRI

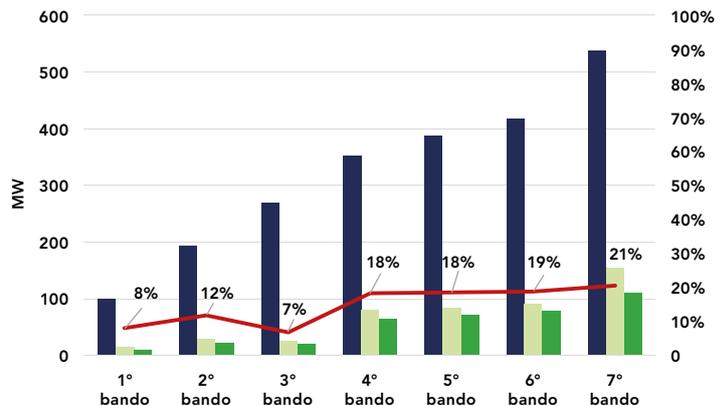
I grafici mostrano il confronto, per i diversi bandi ad oggi svolti, fra il contingente a disposizione, la potenza cumulata delle richieste inviate e la potenza assegnata (richieste in posizione utile).

Per entrambi i gruppi si può notare che nel corso degli ultimi cinque bandi vi è stata una **crescita della capacità assegnata**, ma per il gruppo A-2 rimane lontana dal contingente complessivo messo a disposizione.

GRUPPO A



GRUPPO A-2



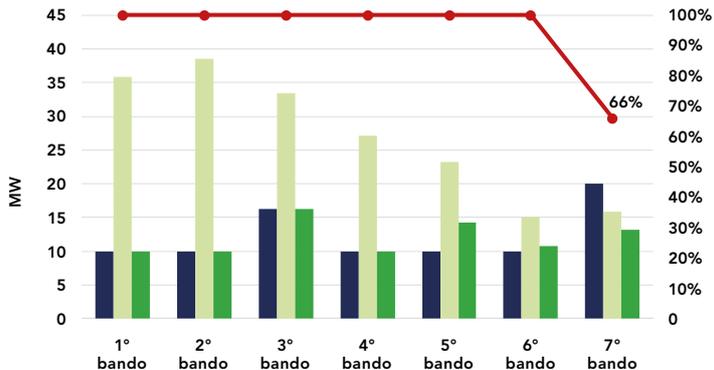
■ Contingente ■ Richieste inviate ■ Richieste in posizione utile — Saturazione

IL DECRETO FER 1 RISULTATI REGISTRI

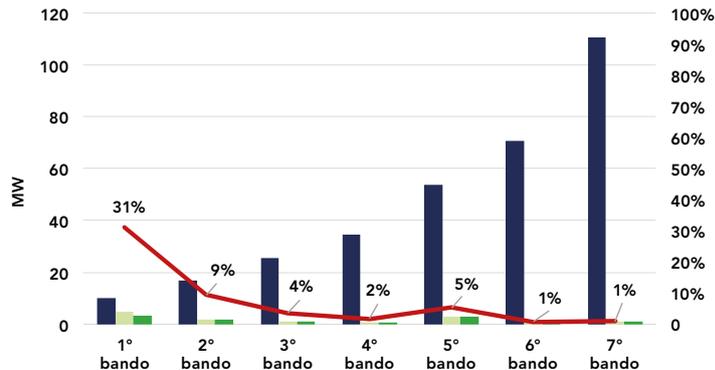
I grafici mostrano il confronto, per i diversi bandi ad oggi svolti, fra il contingente a disposizione, la potenza cumulata delle richieste inviate e la potenza assegnata (richieste in posizione utile).

Mentre il **Gruppo B** ha ottenuto risultati soddisfacenti con una **saturazione del 100% in quasi tutti i bandi**, per il **Gruppo C** solo una **piccola quota del contingente** complessivo è stata allocata.

GRUPPO B



GRUPPO C



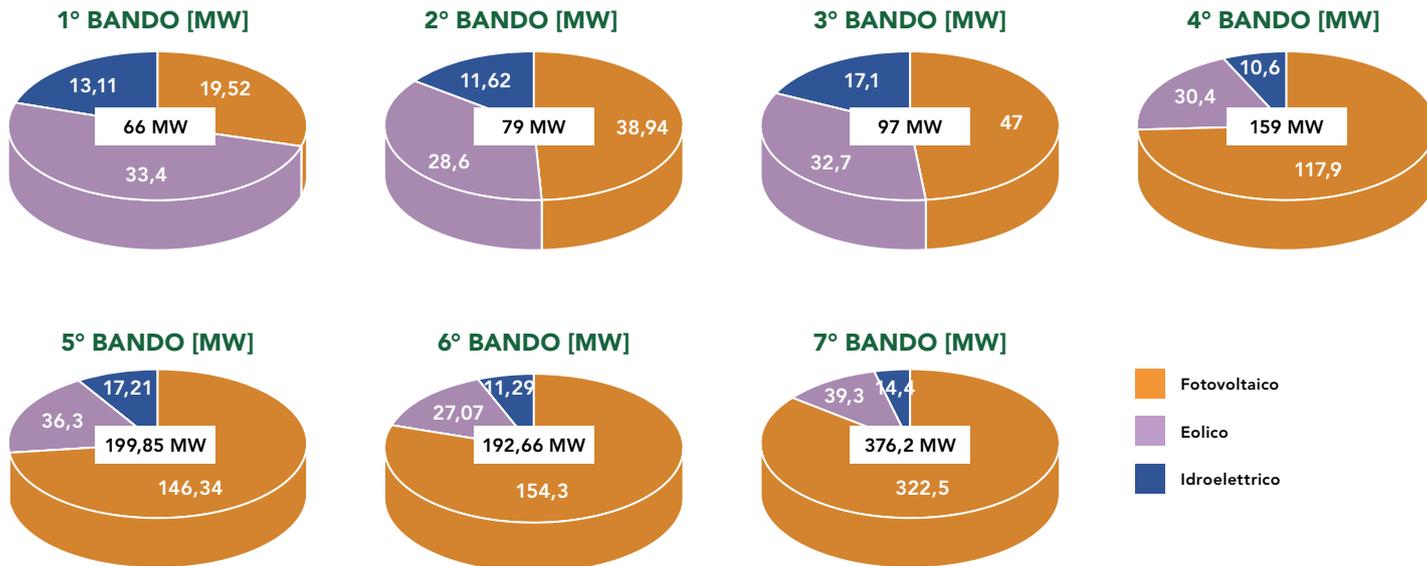
Contingente
 Richieste inviate
 Richieste in posizione utile
 Saturazione

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

IL DECRETO FER 1

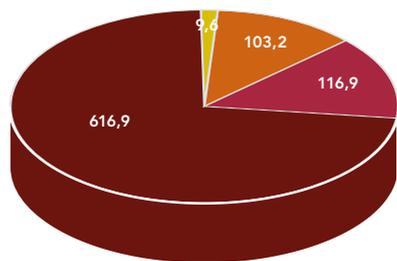
REGISTRI - VISIONE PER FONTE

Di seguito si riporta la **visione in potenza per tipologia di impianto di ciascun bando**, valutato per le richieste in posizione utile: mentre nel primo bando l'eolico ha predominato, dal secondo in poi una quota sempre maggiore di richieste in posizione utile è stata coperta dal fotovoltaico.



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

DISTRIBUZIONE DELLA POTENZA PER FASCE DI TAGLIA [MW]



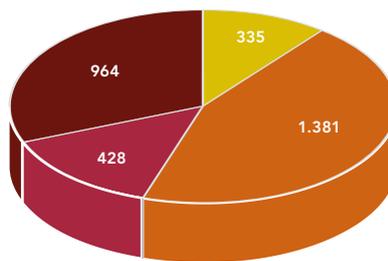
■ P ≤ 50 kW

■ 50 kW < P ≤ 200 kW

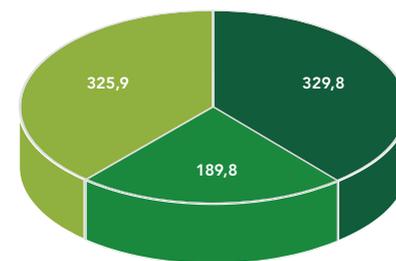
■ 200 kW < P ≤ 500 kW

■ P > 500 kW

NUMEROSITÀ DEGLI IMPIANTI PER FASCE DI TAGLIA



POTENZA [MW]



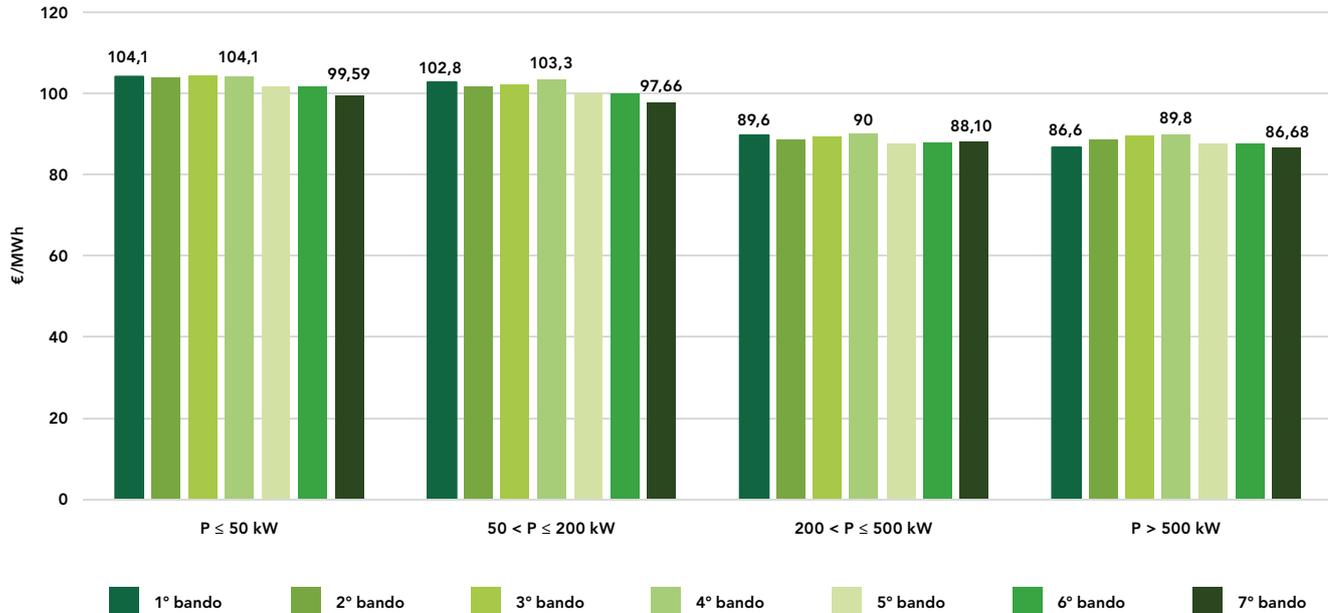
■ Nord

■ Centro

■ Sud



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



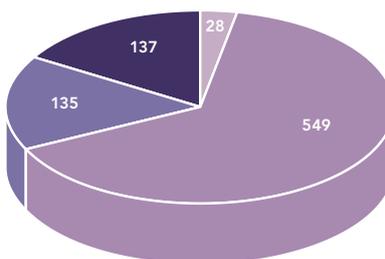
Di seguito si riporta lo spaccato per l'**eolico**, valutato per le richieste in posizione utile.

DISTRIBUZIONE DELLA POTENZA PER FASCE DI TAGLIA [MW]



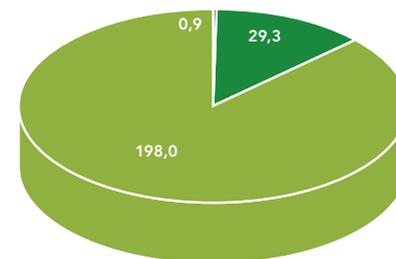
■ P ≤ 50 kW ■ 50 kW < P ≤ 200 kW

NUMEROSITÀ DEGLI IMPIANTI PER FASCE DI TAGLIA



■ 200 kW < P ≤ 500 kW ■ P > 500 kW

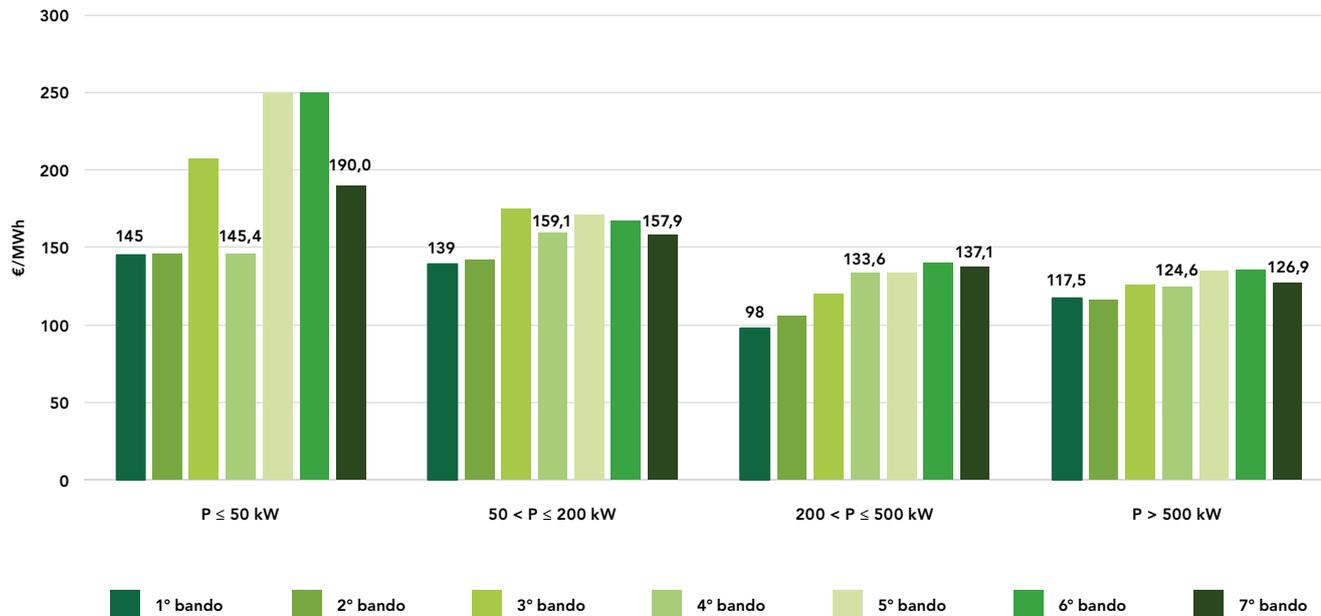
POTENZA [MW]



■ Nord ■ Centro ■ Sud

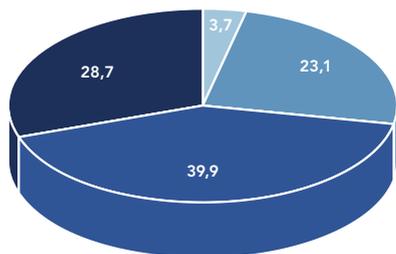


Di seguito si riporta, per le fasce di taglia indicate, il **valore medio della remunerazione** assicuratasi dagli impianti eolici tramite la partecipazione ai registri.



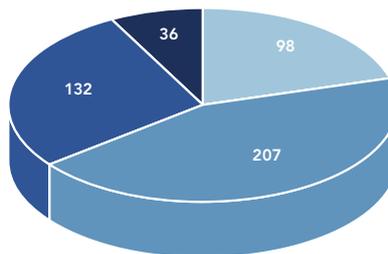
Di seguito si riporta lo spaccato per l'**idroelettrico**, valutato per le richieste in posizione utile.

DISTRIBUZIONE DELLA POTENZA PER FASCE DI TAGLIA [MW]



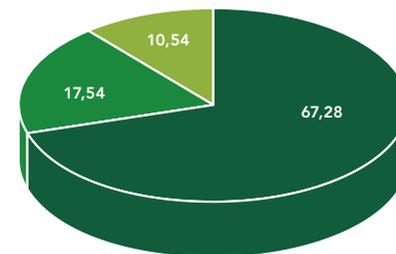
$P \leq 50$ kW $50 < P \leq 200$ kW

NUMEROSITÀ DEGLI IMPIANTI PER FASCE DI TAGLIA



$200 < P \leq 500$ kW $P > 500$ kW

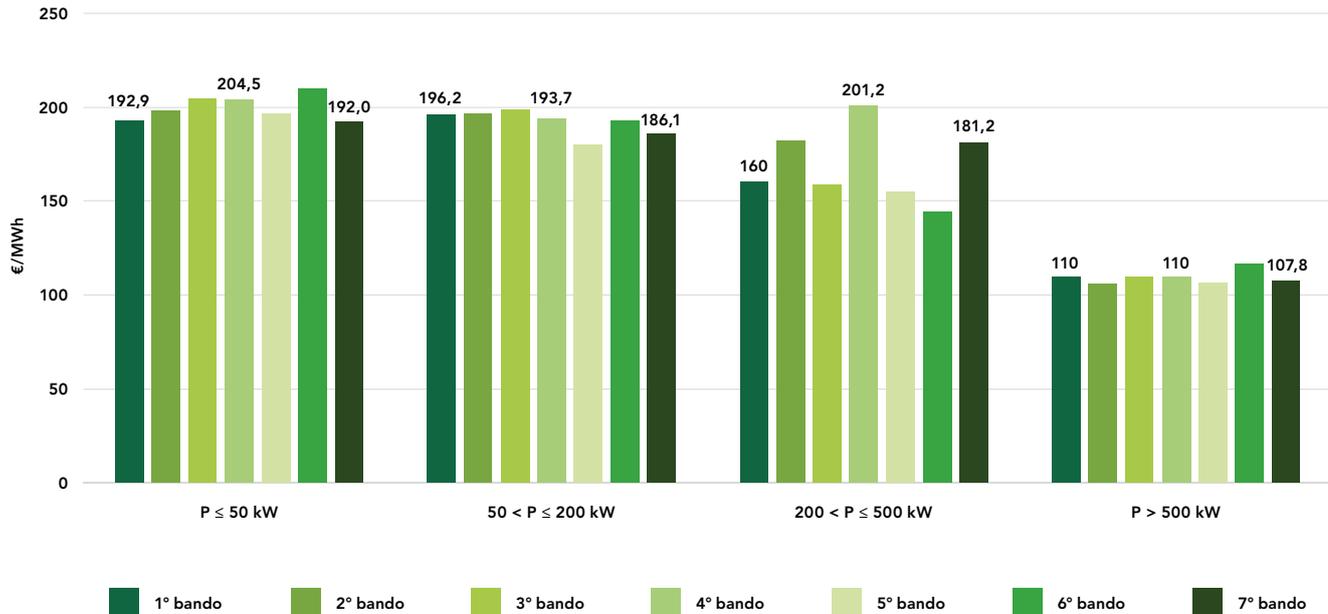
POTENZA [MW]



Nord Centro Sud



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



Dall'analisi dei risultati ottenuti con la conclusione delle ultime aste previste dal D.M. 04/07/2019 (FER1), emerge un **quadro non ancora soddisfacente** dell'applicazione di questo strumento. Nonostante sia opinione comune tra gli operatori del settore che **le aste**, in quanto strumento di stabilizzazione dei prezzi, siano un **ottimo meccanismo di supporto alla diffusione delle rinnovabili**, la partecipazione alle stesse risulta ancora molto bassa, al punto che la saturazione al 29% del contingente disponibile dell'ultima asta è stata quasi accolta come un segnale positivo.

Questo **risultato** è fondamentalmente **legato all'andamento delle autorizzazioni**, il cui rilascio intermittente determina la presenza di aste più o meno piene. I problemi legati alle autorizzazioni degli impianti FER, perciò, determinano una bassa partecipazione alle aste, **riducendone la loro efficacia**: un'asta maggiormente partecipata genererebbe maggiore competizione tra gli operatori e perciò un abbassamento dei valori delle offerte, riducendo di conseguenza i **costi per la collettività**.

Lo strumento delle aste, quindi, è adatto al supporto dello sviluppo di progetti FER, che necessitano di ricavi stabili su lunghi orizzonti temporali, ma potrebbe essere ulteriormente migliorato al fine di un **percorso verso una completa decarbonizzazione** del sistema-Paese.

Le nuove aste, la cui pubblicazione è prevista a breve, potrebbero essere **strutturate per tecnologia e area di mercato**, in modo da supportare un percorso sostenibile verso la decarbonizzazione, che preveda un mix energetico che permetta di **minimizzare lo storage giornaliero e stagionale necessari, e l'impatto sulla rete elettrica**.

Secondo gli orientamenti pubblicati dal MiTE a ottobre 2021 sul tema dei **nuovi meccanismi d'asta**, si prevede una programmazione su **un arco di tempo di 5 anni, con almeno 3 sessioni all'anno**, "eventualmente prevedendo contingenti per zone geografiche, per favorire le sinergie con lo sviluppo del sistema elettrico e l'individuazione delle aree idonee, e una differenziazione delle basi d'asta a livello territoriale per tener conto della diversa redditività dell'investimento".



2. L'ANDAMENTO DEL PREZZO DELL'ENERGIA E IL RUOLO DELLE FER

PARTNER



PATROCINATORI



OBIETTIVI DEL CAPITOLO

Il secondo capitolo del Rapporto ha l'obiettivo di:

- Analizzare l'**andamento del prezzo dell'energia**;
- **Stimarne l'andamento atteso**, con particolare attenzione all'effettivo **impatto delle rinnovabili** su di esso.

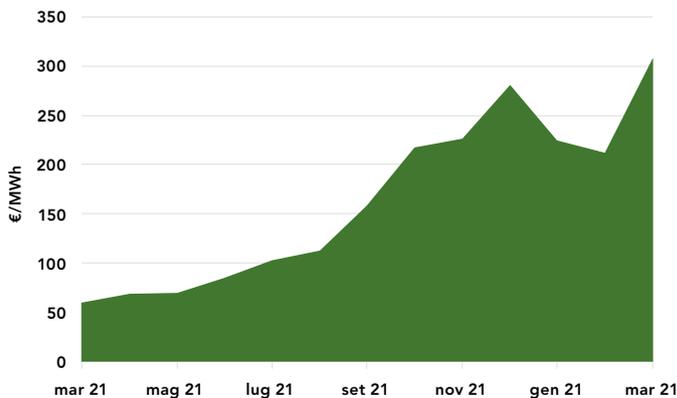
L'ANDAMENTO DEI PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA

ANALISI ANDAMENTO PREZZI ZONALI MGP

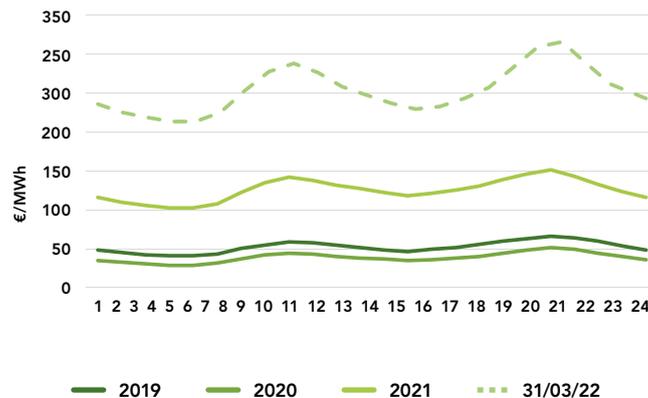
La crescita del prezzo dell'energia elettrica (PUN) è stata pressoché **continua a partire dal secondo semestre del 2021, registrando una seconda impennata** a seguito del picco di dicembre 2021 **in corrispondenza dello scoppio della guerra in Ucraina a fine febbraio 2022: il valore mensile medio di 308,7 €/MWh è stato raggiunto nel mese di marzo 2022**, con una crescita del 411% rispetto al PUN medio di marzo 2021.

Confrontando la media oraria del PUN durante i primi tre mesi del 2022, si osserva un netto allontanamento dai valori registrati negli anni precedenti.

PUN - MEDIA MENSILE



PUN - MEDIA ORARIA

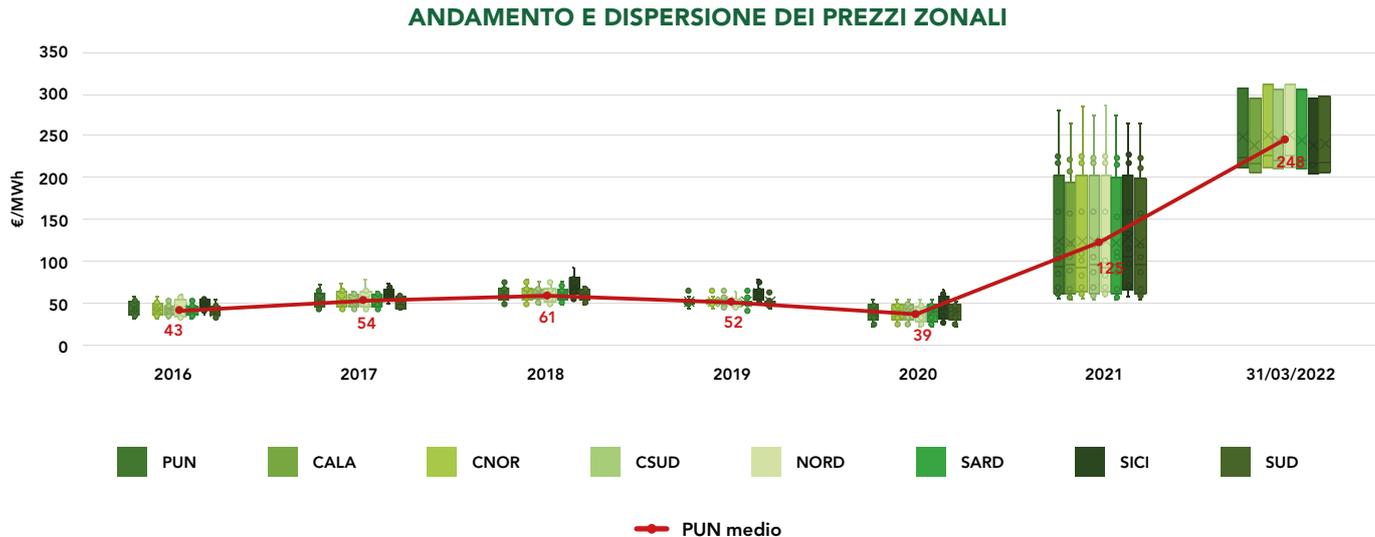


L'ANDAMENTO DEI PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA

ANALISI ANDAMENTO PREZZI ZONALI MGP

Nel periodo **2016-2020** i prezzi zonal erano allineati intorno a valori compresi tra **43 e 61 €/MWh**, ad eccezione del prezzo zonale dell'area Sicilia che mostrava valori superiori. Nel corso dell'ultimo anno si è registrato un **aumento del prezzo zonale in tutta la penisola**, con **PUN medio annuale pari a 125 €/MWh nel 2021** fino ad arrivare a **248 €/MWh nei primi mesi del 2022**.

La forte dispersione che caratterizza il 2021 è spiegata **dall'aumento dei prezzi in tutte le zone a partire dalla seconda metà dell'anno**. I valori registrati nei primi mesi del **2022** evidenziano sia una forte dispersione rispetto ai prezzi del periodo 2016-2020 che medie **nettamente superiori**.



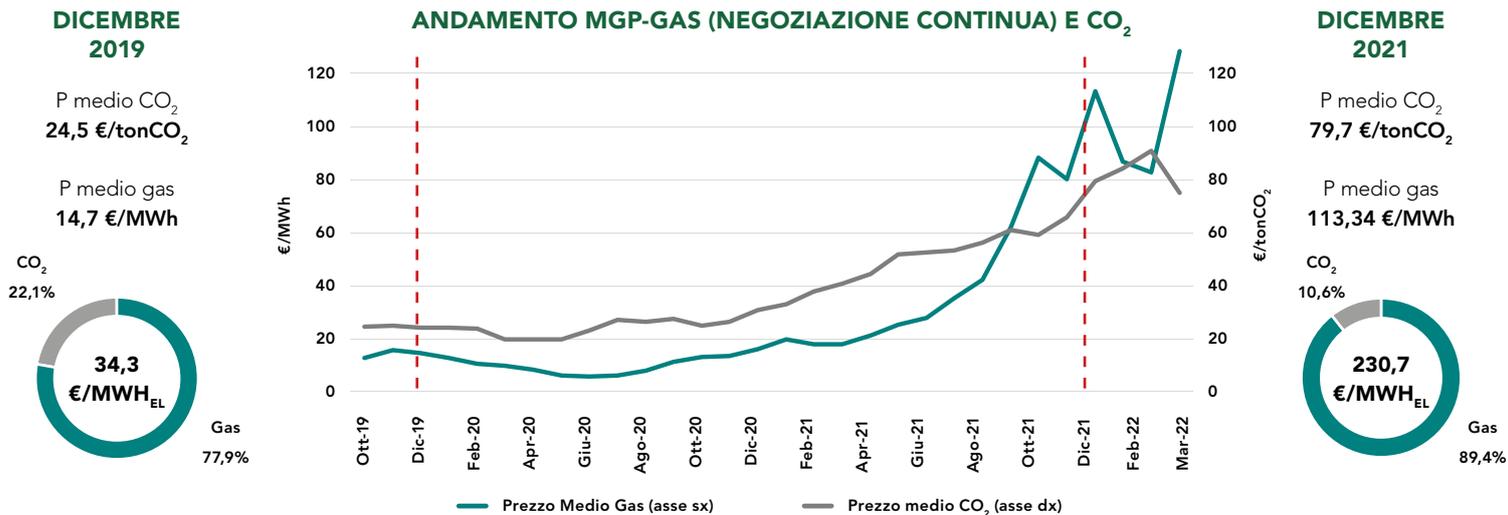
Fonte: rielaborazione su dati GME.

L'ANDAMENTO DEI PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA

COSTO DI GENERAZIONE A GAS

Confrontando il **costo unitario di generazione elettrica di un impianto a gas*** nei mesi di **novembre 2019** e **dicembre 2021**, si osserva un **incremento di tale valore di circa cinque volte, da 37,3 a 230,7 €/MWh_{el}**.

Tale aumento è imputabile in primo luogo alla **crescita dei prezzi del gas** e solo in maniera minoritaria all'incremento dei prezzi della CO₂, come mostrato dalle analisi:



(*): Ipotizzando un rendimento elettrico pari al 55%.

Fonte: rielaborazione su dati GME; Sendeco2.

ANALISI IMPATTO DELLE RINNOVABILI SUL PREZZO DELL'ENERGIA

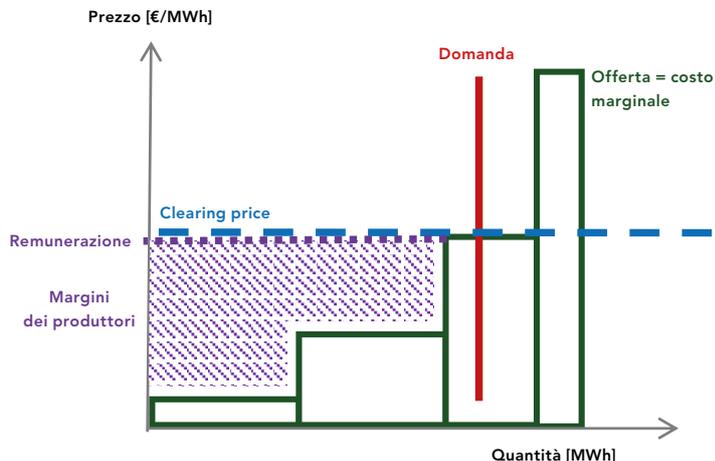
IL MECCANISMO DEL PREZZO MARGINALE (PAY-AS-CLEAR)

Al fine di analizzare il recente andamento del prezzo dell'energia, viene di seguito descritto il meccanismo di determinazione dello stesso e le implicazioni delle sue possibili alternative.

Il mercato dell'elettricità dell'Unione Europea è basato sul meccanismo del **prezzo marginale**, noto anche come mercato **pay-as-clear**.

I produttori sono messi sul mercato in ordine di merito, a partire dal produttore che offre di produrre al prezzo minore fino al produttore che offre al prezzo maggiore. Il prezzo marginale si stabilisce incrociando la curva di offerta così costruita con la curva della domanda, avendo come effetto che il prezzo in esito al mercato coincide con quello offerto dall'**ultimo impianto necessario per soddisfare la domanda di elettricità («clearing price»)**. Inoltre, **tutti i produttori che hanno offerto un prezzo marginale inferiore al clearing price sono remunerati al clearing price**.

In Italia, e nella maggior parte dei paesi europei, **la produzione da impianti con costi di generazione più bassi, come quelli alimentati a fonti rinnovabili, non è sufficiente a ricoprire la domanda di elettricità** per cui **il clearing price è spesso determinato da impianti a fonti tradizionali**. Finché gli impianti a gas risulteranno essere nella maggior parte delle ore la tecnologia marginale, il prezzo dell'energia elettrica non potrà che essere fortemente influenzato dal prezzo del gas stesso.



ANALISI IMPATTO DELLE RINNOVABILI SUL PREZZO DELL'ENERGIA

ALTERNATIVE AL PREZZO MARGINALE: PAY-AS-BID

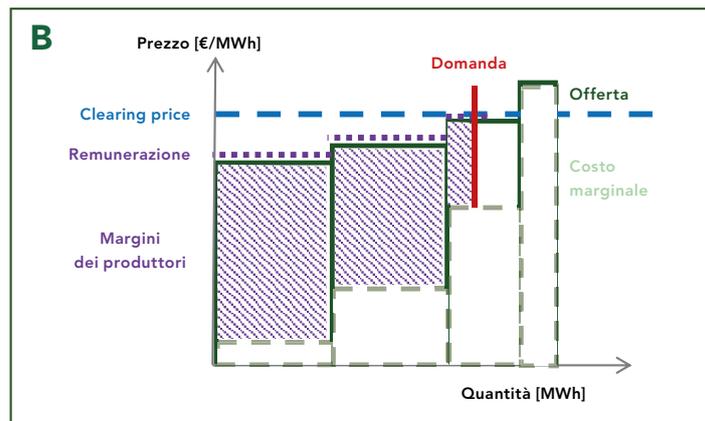
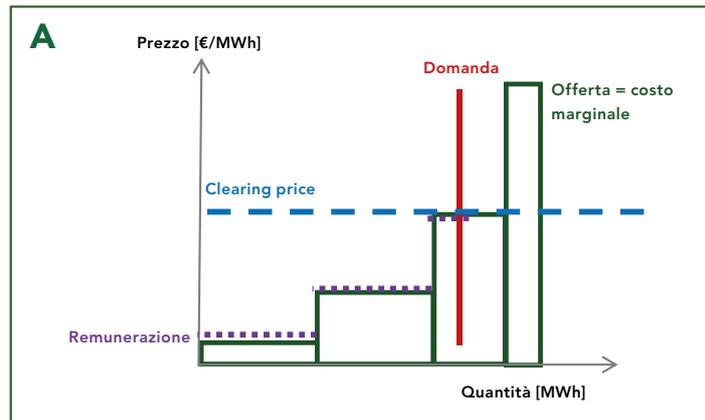
Per determinare il prezzo di remunerazione dell'energia offerta sul mercato esistono una serie di alternative al prezzo marginale, tra cui il pay-as-bid e il prezzo marginale medio.

Nel modello **pay-as-bid** ogni impianto viene remunerato al prezzo che esso stesso offre invece che al clearing price, portando ad una soluzione apparentemente più efficiente rispetto al modello pay-as-clear.

Tuttavia, nell'applicazione reale di questo meccanismo è improbabile che questo risultato si verifichi poiché gli impianti, sapendo di essere remunerati al prezzo offerto, **cambiarebbero strategia di offerta** (dalla figura A alla figura B).

Diversamente da quanto accade con il modello pay-as-clear, il modello pay-as-bid fa sì che **l'offerente non sia incentivato ad offrire il suo reale costo di generazione**: in questo caso, gli impianti offrono la loro migliore stima del prezzo di mercato per massimizzare i loro ricavi. Gli impianti scelgono un prezzo d'offerta che bilanci la loro possibilità di essere selezionati contro la diminuzione dei profitti derivanti dall'offerta di un prezzo più basso.

Con il modello pay-as-bid, perciò, la determinazione del prezzo dipende fortemente dalla **capacità di previsione** degli offerenti più che dai loro costi reali di produzione dell'energia.



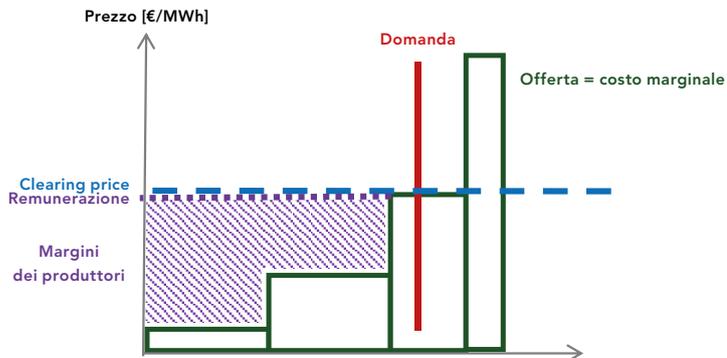
ANALISI IMPATTO DELLE RINNOVABILI SUL PREZZO DELL'ENERGIA

ALTERNATIVE AL PREZZO MARGINALE: PREZZO MARGINALE MEDIO

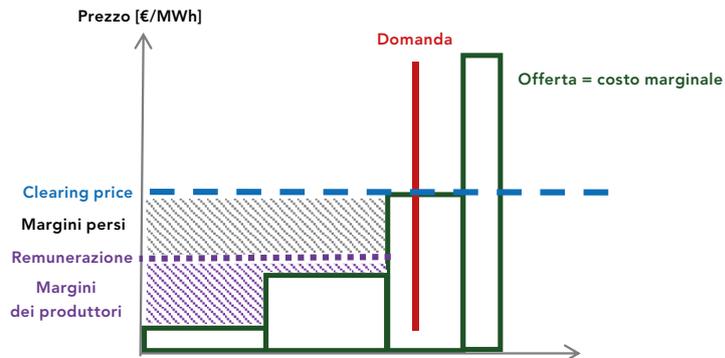
Il modello di **prezzo marginale medio** assume che **gli impianti vengano remunerati al prezzo medio delle offerte accettate**. Di conseguenza, **alcuni impianti ottengono margini** (seppur più bassi rispetto al modello *pay-as-clear*) mentre coloro che ricevono un prezzo inferiore alla loro offerta rischiano, se questa riflette i costi di generazione, **di registrare una perdita economica**.

Questo modello potrebbe mettere **in rischio la sicurezza di approvvigionamento nel medio così come nel breve termine**. Applicare un prezzo di remunerazione pari al prezzo marginale medio, infatti, porterebbe probabilmente **all'uscita dal mercato di alcuni partecipanti che non sarebbero in grado di recuperare i loro costi**. Allo stesso modo, questo modello rischia di **scoraggiare new entrants** (sia che si tratti di nuova generazione o nuove offerte che rispondono alla domanda) che avrebbero potuto soddisfare la domanda in modo efficiente.

PREZZO MARGINALE (PAY-AS-CLEAR)



PREZZO MARGINALE MEDIO



Al fine di indagare le **dinamiche alla base della determinazione del prezzo dell'energia**, e come questo sia condizionato dalla **penetrazione delle fonti rinnovabili** nel mix energetico italiano, viene di seguito riportata un'analisi comparativa delle offerte pubbliche e il relativo clearing price determinato sul Mercato del Giorno Prima (MGP).

I periodi confrontati all'interno dell'analisi fanno riferimento al mese di **marzo del 2021 e del 2022**. **Il primo semestre del 2021 rappresenta un periodo in cui si sono verificati domanda e prezzo dell'elettricità comparabili ai valori storici pre-pandemia**. Al contrario, a causa della ripresa della domanda post-pandemia e dello scoppio della guerra in Ucraina (fine febbraio 2022), **il prezzo del gas a marzo 2022 è aumentato di oltre 10 volte rispetto allo stesso periodo del 2021**, portando a valori record sul mercato dell'energia elettrica trainati dai prezzi offerti dagli impianti tradizionali.

La ridotta capacità rinnovabile installata in Italia, i cui costi di generazione non sono condizionati dal prezzo del gas, **non ha permesso di mantenere stabili i prezzi**.

La seguente analisi punta ad individuare **l'eventuale contributo positivo svolto dalle fonti rinnovabili** sull'andamento del prezzo dell'energia.

ANALISI IMPATTO DELLE RINNOVABILI SUL PREZZO DELL'ENERGIA

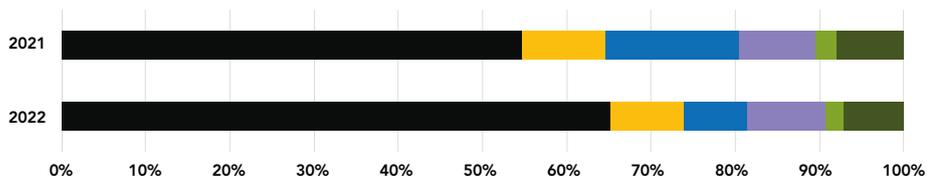
DOMANDA E PUN MEDIO DEI PERIODI ANALIZZATI

Si riportano la **copertura della domanda nazionale di energia elettrica per fonte** (al netto di import-export e di autoconsumo) e il **PUN medio mensile** registrati nei periodi presi in considerazione nell'analisi.

A **marzo 2021** sono stati registrati valori standard di domanda (invariato rispetto al 2019) e prezzi dell'elettricità lievemente superiori rispetto agli anni pre-pandemia (+14,2%) causati dalla **rapida ripresa post-pandemia**. La copertura del fabbisogno di energia elettrica è stata soddisfatta da fonti rinnovabili con poco più di 9 TWh (**45%* da fonti rinnovabili**); in particolare, l'idroelettrico ha fornito oltre 3,16 TWh, mentre eolico e fotovoltaico hanno soddisfatto insieme il 19%* della domanda (rispettivamente 1,8 TWh e 1,9 TWh).

Il mercato dell'elettricità di **marzo 2022**, con un **fabbisogno** di energia elettrica **comparabile a marzo 2021**, non solo ha subito l'aumento del prezzo del gas, ma è stato anche caratterizzato da una **minor offerta di energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici** a causa del periodo di prolungata **siccità** che ha colpito il paese nel primo trimestre del 2022. Le fonti tradizionali hanno coperto 14,1 TWh del fabbisogno di energia elettrica (65%*), a fronte della diminuzione significativa di generazione idroelettrica.

COPERTURA DELLA DOMANDA PER FONTE



Domanda

26,4 TWh

PUN medio mensile

60,4 €/MWh

27,2 TWh

308,1 €/MWh

(*): al netto di import-export e di autoconsumo

Fonte: rielaborazione su dati Terna e GME

ANALISI DEI PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA PER FONTE

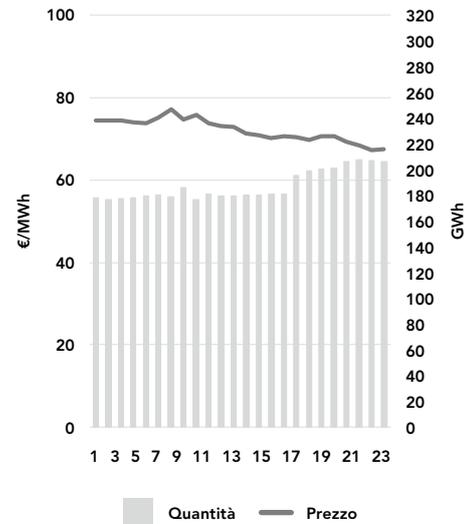
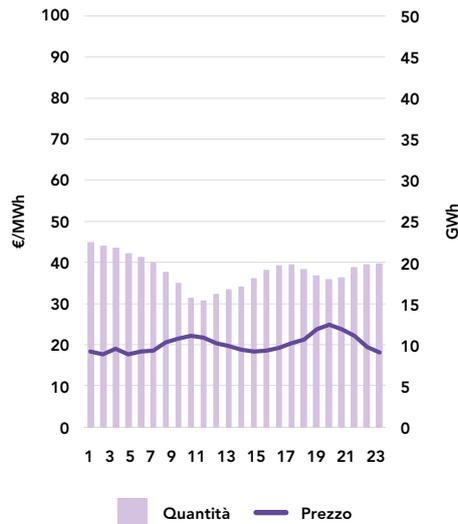
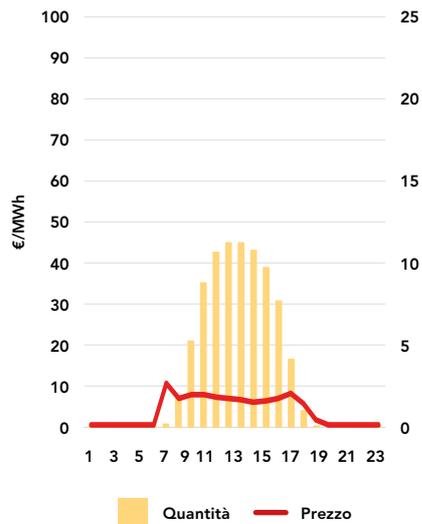
OFFERTE PUBBLICHE - MARZO 2021

A **marzo 2021**, mese caratterizzato da domanda e prezzi di elettricità a livelli «normali», si sono registrate, come prevedibile, **offerte da parte di impianti fotovoltaici ed eolici significativamente inferiori rispetto a** quelle provenienti da impianti alimentati a **gas**.

Gli impianti fotovoltaici hanno offerto ad una media di 7 €/MWh nelle ore centrali della giornata. Il prezzo offerto **dagli impianti eolici** ha oscillato intorno a **20 €/MWh** con volumi maggiori nelle ore notturne.

Gli impianti a gas hanno fatto **offerte di oltre 5 volte superiori a quelli offerti in media da eolico e fotovoltaico**, con prezzi nell'intorno di **70 €/MWh**. Il maggiore prezzo è giustificato dalla necessità di coprire i costi variabili (i.e., costo del gas e costo della CO₂).

PREZZO E QUANTITÀ DELL'ENERGIA ELETTRICA PER FONTE PER ORA DEL GIORNO – MARZO 2021



Fonte: rielaborazione su dati GME

© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2022

2. L'andamento del prezzo dell'energia e il ruolo delle FER — 125

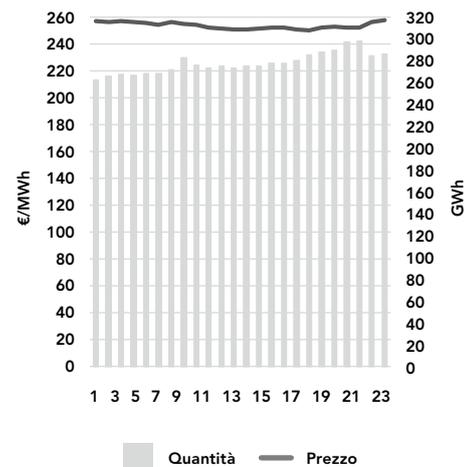
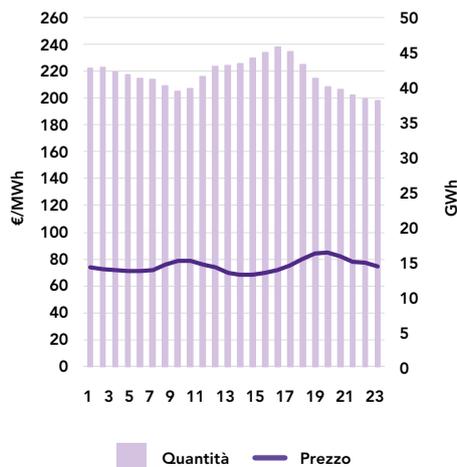
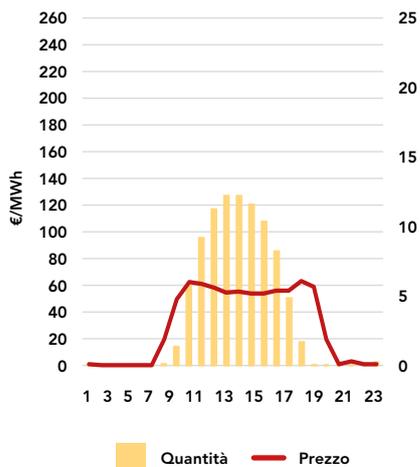
ANALISI DEI PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA PER FONTE

OFFERTE PUBBLICHE - MARZO 2022

Osservando i dati relativi alle offerte provenienti da **impianti fotovoltaici a Marzo 2022** si nota come, nonostante tradizionalmente siano caratterizzate da prezzi molto bassi, in questo periodo si sia registrato un **forte incremento, trainato dai prezzi di mercato del periodo**. Anche le offerte medie provenienti da **impianti eolici** sono risultate superiori a quelle registrate nel 2021.

Gli **impianti tradizionali**, le cui offerte sono tuttavia giustificate dall'aumento dei prezzi del gas, hanno fatto registrare gli **aumenti maggiori**: mentre negli anni scorsi le offerte si attestavano tra 70 e 80 €/MWh, in media nel 2022 si sono superati i **250 €/MWh**. Il rapporto tra le offerte medie degli **impianti rinnovabili rispetto a quelli tradizionali** risulta comunque di **un quarto**.

PREZZO E QUANTITÀ DELL'ENERGIA ELETTRICA PER FONTE PER ORA DEL GIORNO – MARZO 2022



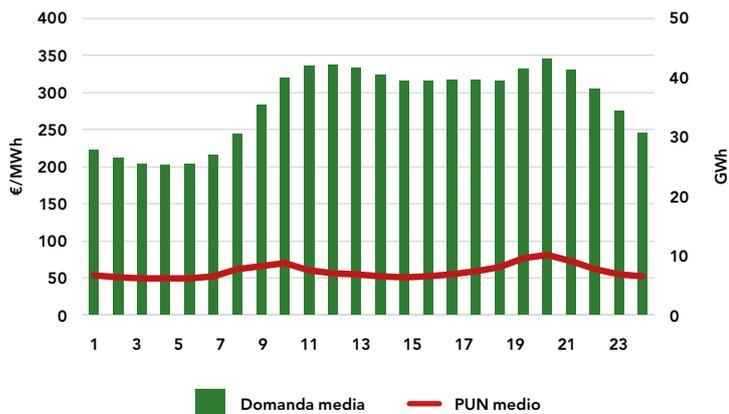
Fonte: rielaborazione su dati GME

ANALISI DEI PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA

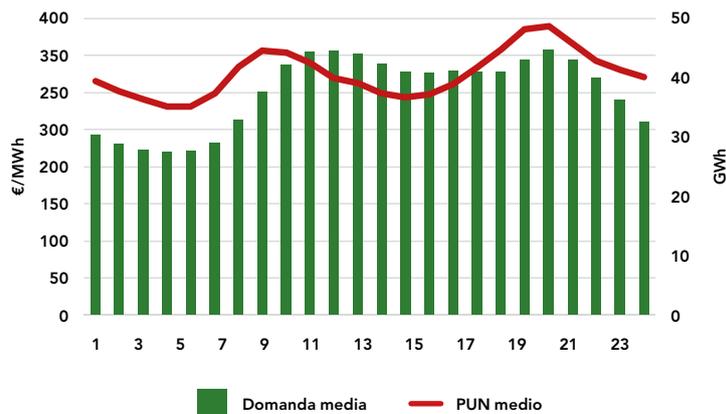
PUN MEDIO E DOMANDA MEDIA DI MARZO 2021 E 2022

Confrontando il **PUN medio** che si è formato a valle delle offerte presentate e la **domanda media** relativi ai periodi analizzati nelle slide precedenti, risulta evidente come, a parità di domanda, il 2022 abbia fatto registrare prezzi nettamente superiori. **Sebbene gli impianti fotovoltaici ed eolici abbiano offerto un prezzo marginale circa 4 volte inferiore rispetto agli impianti a gas, e comunque in linea con i prezzi MGP pre-pandemia i ridotti volumi offerti non hanno influito sufficientemente sulla riduzione del clearing price.**

MARZO 2021



MARZO 2022



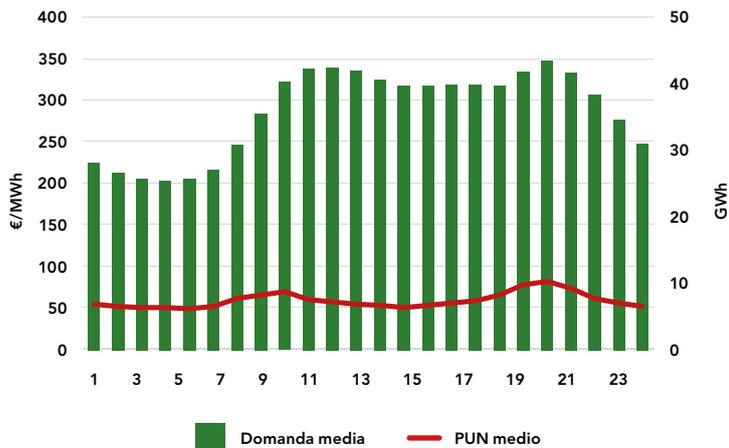
ANALISI DEI PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA

OFFERTE PUBBLICHE – MARZO 2020

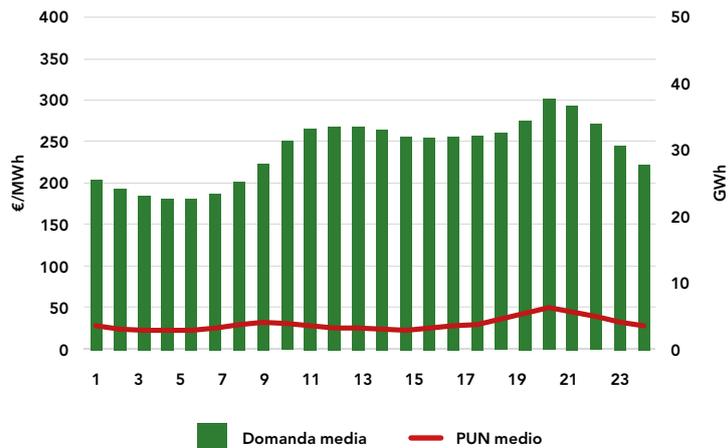
Il confronto tra marzo 2021 e 2022 ha mostrato come le offerte provenienti da impianti tradizionali presentino medie notevolmente diverse (facilmente giustificate osservando la differenza del costo del gas nei due periodi) e che anche le offerte provenienti da impianti eolici e fotovoltaici nel 2022 siano notevolmente superiori. Tuttavia, questo non deve portare alla conclusione **che la penetrazione di rinnovabili non sia in grado di calmierare i costi dell'energia**, in quanto le offerte sul mercato spot seguono logiche complesse e, chiaramente, gli operatori le adattano agli andamenti contingenti basandosi su una buona capacità di prevedere gli andamenti del giorno successivo, **soppesando la massimizzazione dei ricavi e il rischio di non essere chiamati a produrre**.

A dimostrazione dell'**importante ruolo che le rinnovabili possono svolgere nella stabilizzazione dei prezzi dell'energia elettrica** si può osservare il periodo di **marzo 2020**, durante il quale **gli impianti rinnovabili sono stati capaci di soddisfare una quota maggiore del fabbisogno di energia elettrica** grazie alla riduzione dello stesso per effetto del lockdown.

MARZO 2021



MARZO 2020



Fonte: rielaborazione su dati Terna e GME

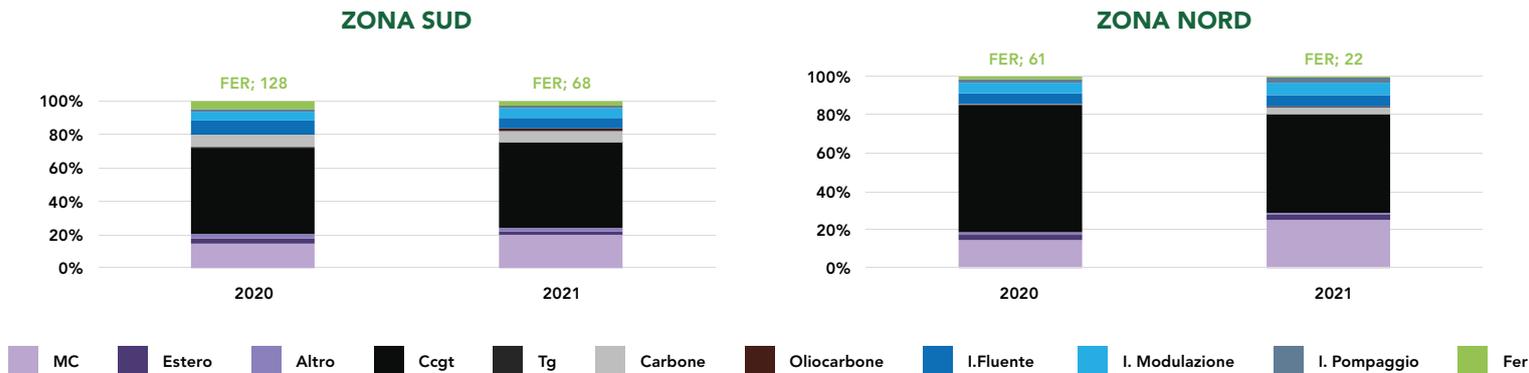
ANALISI IMPATTO DELLE RINNOVABILI SUL PREZZO DELL'ENERGIA

PRIMAVERA 2020 E 2021 – TECNOLOGIA MARGINALE

A conferma di quanto emerso nell'analisi delle offerte pubbliche, si osserva la **frequenza con cui le FER** (idroelettrico escluso) **sono risultate essere tecnologia marginale** nei mesi primaverili (marzo-giugno) del 2020 e 2021. I grafici riportati fanno riferimento alle zone di offerta Nord e Sud, scelte per eterogeneità di domanda di energia e potenza installata.

Solitamente, **le fonti rinnovabili** si posizionano ai primi posti nell'ordine di merito, poiché i **costi marginali risultano pressoché nulli**, rispecchiando la struttura dei costi di produzione fortemente dipendente dall'investimento nell'impianto più che dai costi variabili. **La tecnologia marginale risulta perciò quasi sempre rappresentata dagli impianti a gas**, i cui costi variabili non sono trascurabili e dipendono dal prezzo del gas stesso.

Si osserva che gli **impianti a fonti rinnovabili sono risultati tecnologia marginale più frequentemente nell'anno 2020 rispetto al 2021**. Inoltre, nella zona Sud, dove la produzione di FER in relazione alla domanda è più alta rispetto alla zona Nord, le fonti rinnovabili hanno determinato il clearing price circa il 5% delle ore della primavera del 2020. Questo andamento porta a pensare che, **con una maggiore penetrazione delle fonti rinnovabili nel mix nazionale, il prezzo marginale potrà essere più frequentemente determinato da queste fonti** e i prezzi dell'energia potranno beneficiarne.



Fonte: rielaborazione su dati GME

Dai dati presentati emerge un quadro nel quale **la penetrazione delle fonti rinnovabili nel mix di consumo nazionale svolge già un ruolo di calmieramento dei prezzi dell'energia sul mercato**, ma con impatto ancora limitato.

Una maggiore penetrazione delle rinnovabili permetterebbe una maggiore competizione tra di esse (come già accade nei momenti di picco di produzione del fotovoltaico), andando **a ridurre l'impatto del prezzo del gas sul prezzo dell'energia elettrica**. Ciò si è registrato nella primavera del 2020, quando i prezzi dell'energia sono risultati molto bassi, nonostante vi fosse ancora una penetrazione media delle fonti tradizionali di circa il 48% sulla generazione totale. Ciò significa che, **con una penetrazione di fonti rinnovabili che si avvicini agli obiettivi nazionali, si potranno registrare forti benefici sul prezzo dell'energia**.

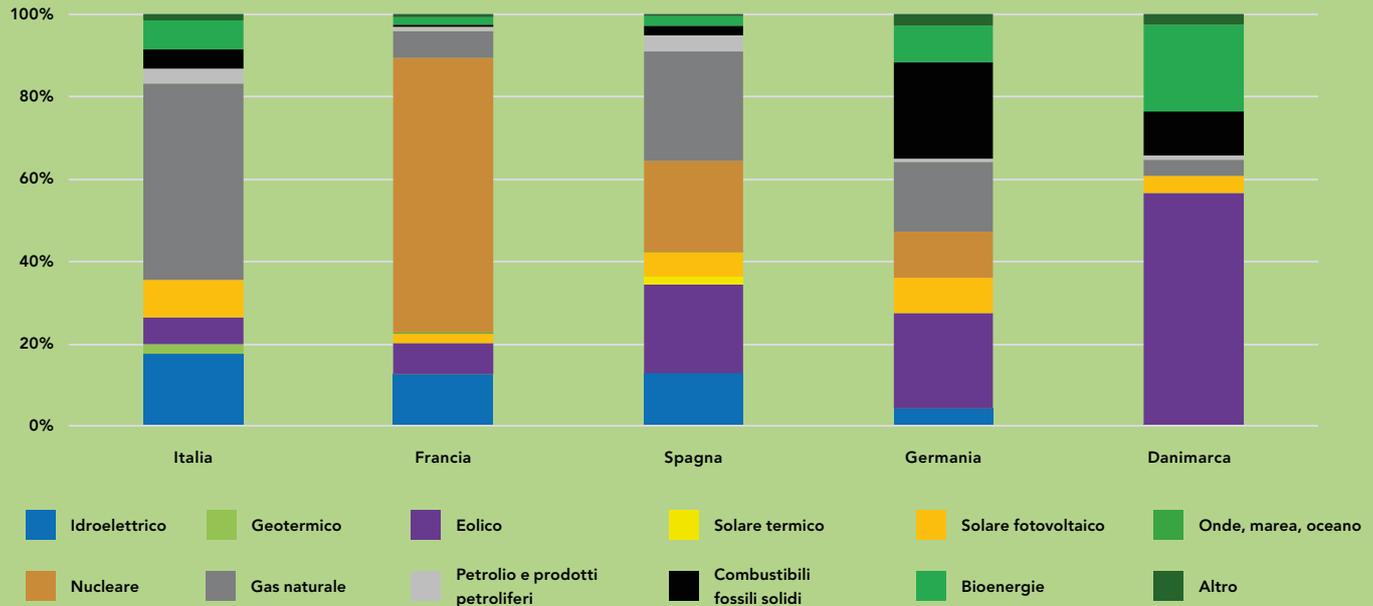
Ad oggi, però, l'influenza delle offerte delle fonti tradizionali è ancora molto forte, e ciò è chiaramente dimostrato dai prezzi registrati nel momento di massimo costo del gas. **Risulta perciò necessario aumentare al più presto la penetrazione delle fonti rinnovabili** sulla domanda di energia perché queste possano condizionare in maniera maggiore il mercato e ridurre l'impatto delle fonti tradizionali, sia in termini di prezzi che in termini di stabilizzazione di essi, riducendo l'ancora forte legame tra prezzo del gas e prezzo dell'energia elettrica.

L'ANDAMENTO DEI PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA CONFRONTO CON ALTRI PAESI EUROPEI

A contorno dell'analisi dei prezzi registrati in Italia, si presenta un confronto degli stessi con alcuni paesi europei.

I paesi oggetto dell'analisi sono **caratterizzati da mix energetici profondamente differenti**: in Italia la principale fonte di energia sul mix totale è rappresentata dal gas naturale in Francia dal nucleare, in Spagna da dalle FER, seguite da gas naturale e nucleare. In Germania vi è ancora una forte presenza di carbone, affiancato però da una buona penetrazione di FER, e infine in Danimarca la principale fonte è l'eolico.

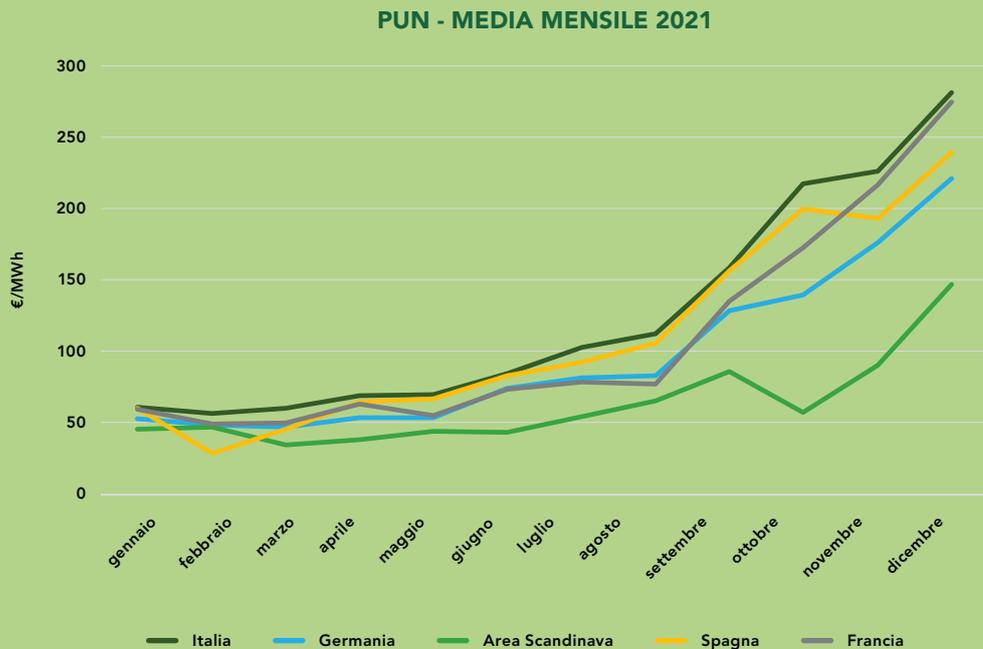
PRODUZIONE DI ELETTRICITÀ PER FONTE



Fonte: Eurostat, 2020.

Nonostante le fonti su cui si basano i mix energetici dei diversi paesi siano caratterizzate da **costi di produzione nettamente differenti**, dal confronto dei prezzi registrati sui mercati emerge un **substanziale allineamento dei valori in tutti i Paesi oggetto d'analisi**.

In tutti i Paesi, infatti, è stato registrato un forte incremento dei prezzi a partire da settembre 2021 in corrispondenza dell'aumento del prezzo del gas, nonostante alcuni di essi non abbiano una forte presenza di questa fonte nel proprio mix energetico.

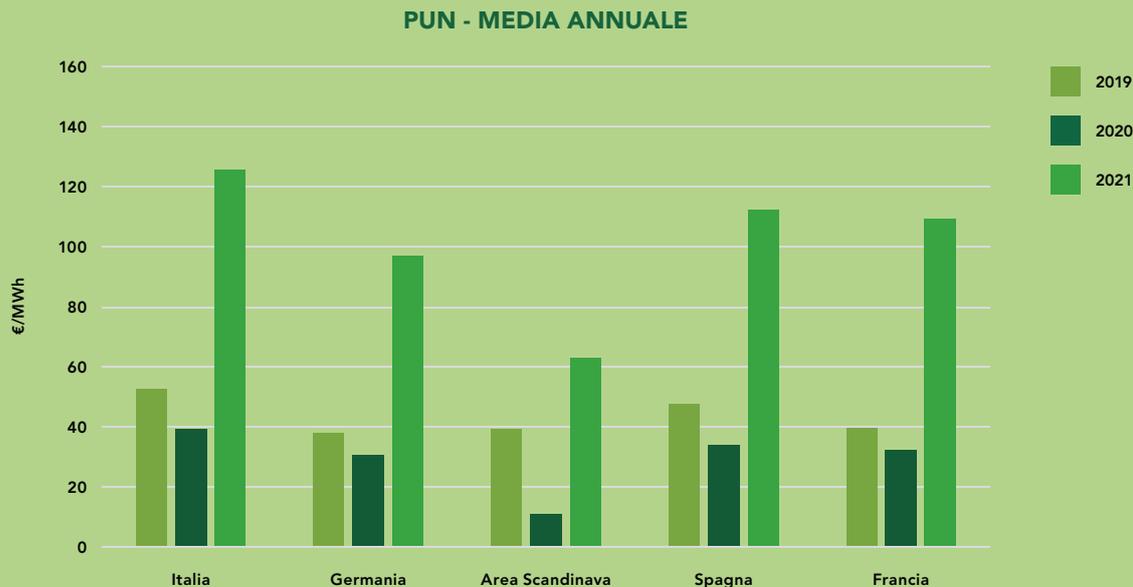


Fonte: rielaborazioni su dati GME.

L'ANDAMENTO DEI PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA CONFRONTO CON ALTRI PAESI EUROPEI

Anche in Francia, dove la forte penetrazione del nucleare porta generalmente a prezzi medi inferiori all'Italia (si vedano i dati 2019 come baseline) il 2021 ha fatto registrare prezzi record, con un incremento pari a quasi il 180%. L'unica eccezione è rappresentata **dall'area Scandinava**, dove il PUN ha raggiunto il picco di 147 €/MWh in dicembre contro i 281 €/MWh dell'Italia.

Ciò significa che, **in Europa, le offerte hanno seguito dinamiche di mercato** e in alcuni paesi non hanno mantenuto i prezzi relazionati al costo di produzione della tecnologia marginale. Si può pensare che questo andamento sia condizionato anche dal fatto che gli operatori del mercato hanno considerato la situazione «contingente», e hanno deciso di seguire l'andamento del mercato prevedendo un ritorno ad un prezzo del gas standard in breve tempo.



L'ANDAMENTO DEI PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA

L'IMPATTO SUI PPA

In questo contesto di forte variazione dei prezzi, i **PPA (Power Purchase Agreement)** emergono come una valida alternativa per la **stabilizzazione dei prezzi**.

La tabella di seguito permette un **confronto tra alcuni Paesi europei** in merito alla diffusione dei meccanismi PPA: ne emerge che la **Spagna** è il Paese dove questo meccanismo è maggiormente applicato, seguita dalla Germania, in confronto ad **Italia** e Francia dove lo sviluppo dei PPA risulta essere ancora deficitario.

Paese	Capacità complessiva 2018 [MW]	Capacità complessiva 2019 [MW]	Capacità complessiva 2020 [MW]	Capacità complessiva 2021 [MW]
Italia	151	363*	66	115
Francia	N.D.	176	172	241
Spagna	402	3.151	1.995	3.993
Germania	N.D.	410	1.000	750

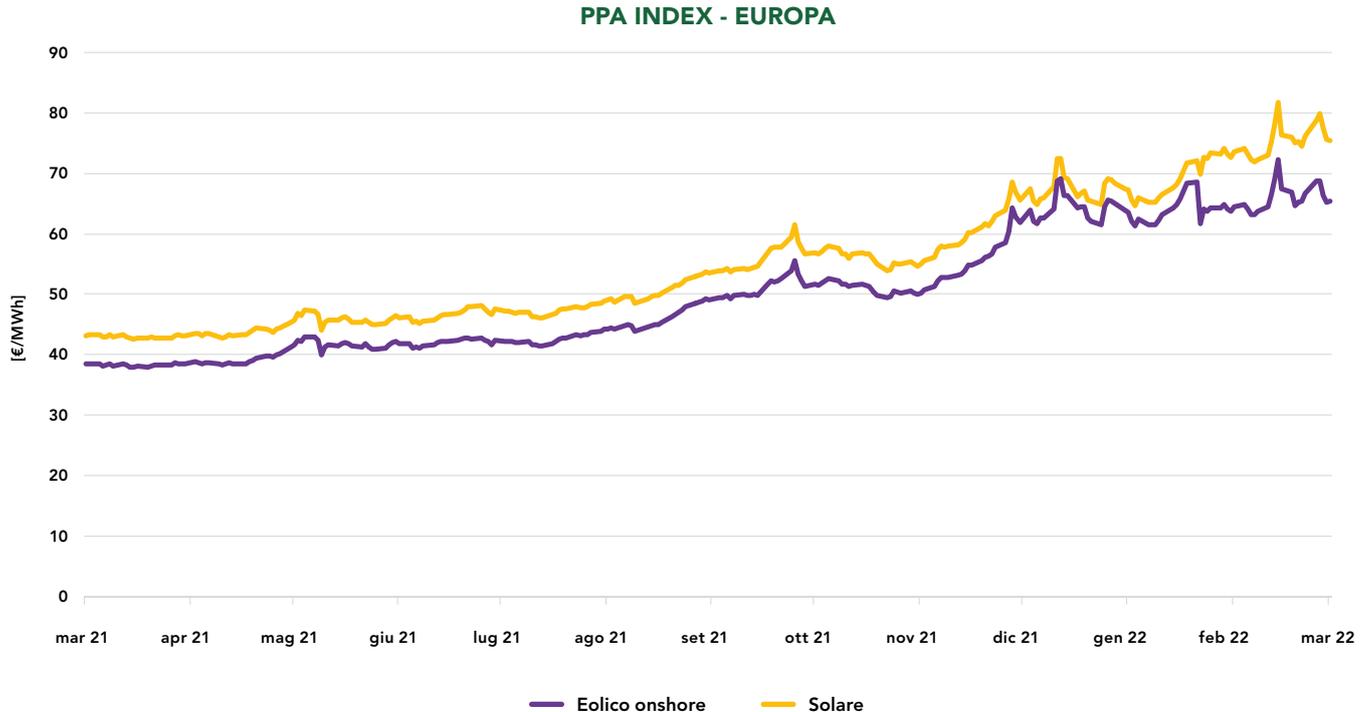
Fonte: Pexapark

(*): di cui 300 MW relativi ad un unico progetto

L'ANDAMENTO DEI PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA

L'IMPATTO SUI PPA

Il grafico rappresenta l'andamento dell'**indice elaborato da Pexapark** per monitorare i prezzi medi degli accordi PPA. L'indice non indica il prezzo effettivo di transazione, ma fornisce una **panoramica delle tendenze del mercato**. Si riscontra, anche in questo caso, un incremento a partire da settembre 2021.



Fonte: Pexapark

Il meccanismo del prezzo marginale **pay-as-clear** presuppone che il **clearing price coincida con il prezzo di remunerazione per tutti gli impianti ammessi nell'offerta**. Questo modello comporta che gli impianti siano portati ad offrire un **prezzo che riflette i costi marginali di generazione** dell'elettricità per ogni tecnologia; allo stesso tempo, poiché il meccanismo prevede che le offerte vengano accettate secondo l'ordine di merito, il prezzo dell'elettricità dipende dalla tecnologia che determina il clearing price. **Ad oggi, in Italia, sono gli impianti a gas a rappresentare più frequentemente la tecnologia marginale.**

L'impennata del prezzo del gas causata dallo scoppio della **guerra in Ucraina** ha portato a un **aumento dei prezzi** sul mercato dell'energia elettrica: sebbene le offerte di impianti rinnovabili siano in grado di abbassare i prezzi in alcune ore della giornata, in corrispondenza degli attuali consumi di energia elettrica, **i volumi offerti sul mercato dalle fonti rinnovabili** non sono in grado di soddisfare una quota di domanda sufficiente a rinunciare agli impianti con costi di generazione elevati e **calmierare il clearing price.**

L'effetto «calmierante» delle rinnovabili è stato dimostrato con il caso del **periodo primaverile del 2020** in cui, a causa delle restrizioni del lockdown, il fabbisogno di energia elettrica è diminuito portando a una **penetrazione di rinnovabili del 48%***. Simili scenari di penetrazione delle rinnovabili e un conseguente abbassamento del prezzo dell'elettricità sono possibili solo se nei prossimi anni le installazioni di impianti rinnovabili si realizzeranno con un **ritmo serrato**, permettendo di aumentare la quota di domanda coperta da fonti rinnovabili.

Contrattualizzare quote preponderanti di fonti rinnovabili tramite PPA e aste permette di stabilizzare i ricavi degli operatori e di beneficiare del basso LCOE di tali tecnologie rispetto al termoelettrico a gas. Ciò può portare ad una **riduzione della domanda di energia elettrica prodotta da impianti alimentati a gas**, mitigando quindi sia il costo dell'elettricità per i consumatori che il rischio di sue impennate, come accaduto nei primi mesi del 2022.

(*): al netto di import-export e di autoconsumo

3. L'EVOLUZIONE DEL QUADRO NORMATIVO

PARTNER



PATROCINATORI



3.1

I PIANI NAZIONALI E GLI OBIETTIVI PER LE RINNOVABILI

3.2

AVANZAMENTO DEGLI OBIETTIVI DEL PNRR PER LE RINNOVABILI

3.3

LE MODIFICHE AL FRAMEWORK NORMATIVO E REGOLATORIO

La terza sezione del Rapporto ha l'obiettivo di:

- Analizzare degli **obiettivi** posti per le FER a **livello nazionale ed europeo**.
- Analizzare l'andamento dei **bandi di progetto sulle rinnovabili** previsti dalla **Missione 2 del PNRR**.
- Analizzare l'**evoluzione del framework normativo**, con particolare riferimento a:
 - introduzione del nuovo **Decreto Semplificazioni-PNRR**;
 - recepimento della **Direttiva RED II (Direttiva 2018/2001/UE)**;
 - le novità del «decreto energia» (decreto legge 17/2022).

3.1

I PIANI NAZIONALI E GLI OBIETTIVI PER LE RINNOVABILI

3.2

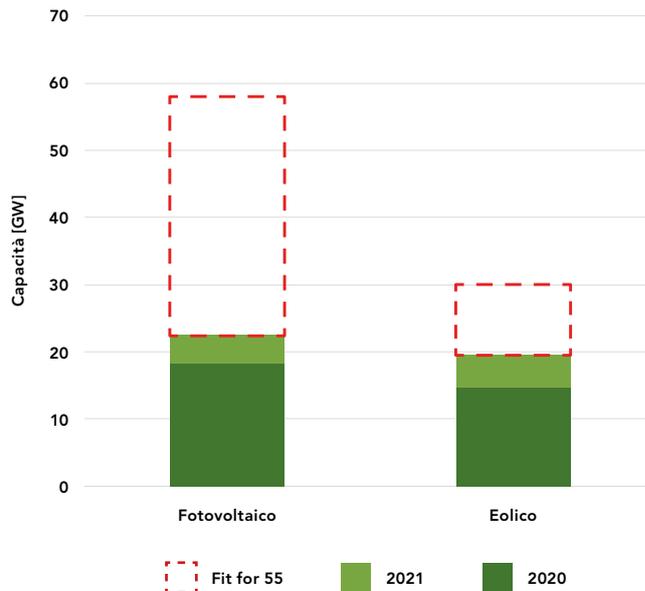
3.3

A **luglio 2021** è stato pubblicato dalla Commissione Europea il pacchetto «**Fit for 55**», contenente la proposta legislativa per il raggiungimento dell'obiettivo fissato **Green Deal Europeo** di **ridurre le emissioni** in Europa **almeno del 55% entro il 2030** (rispetto ai livelli del 1990), per poi **diventare il primo continente 'carbon neutral' nel 2050**.

OBIETTIVI AL 2030

- **Riduzione delle emissioni** di almeno il 55%
- Incremento al 40% di **fonti rinnovabili** nel mix energetico (nuova capacità totale stimata* al 2030: **660 GW di fotovoltaico** e **450 GW di eolico**)
- Incremento al 36% dell'**efficienza energetica** sul consumo finale di energia
- Riqualifica di almeno il 3% della superficie complessiva degli **edifici pubblici** ogni anno
- Riduzione delle emissioni delle nuove **auto** del 55%, rispetto ai livelli del 2021
- Revisione del **mercato ETS**

CAPACITÀ INSTALLATA ANNUA ATTUALE E TARGET IN EUROPA



I NUOVI OBIETTIVI NAZIONALI

IL PIANO TRANSIZIONE ECOLOGICA (PTE)

I **target nazionali di riferimento** per il settore rinnovabili sono quelli contenuti nel **PNIEC** (Piano Nazionale Integrato Energia e Clima) che prevedono per il **2030** l'installazione di **impianti fotovoltaici** per un **target di 52 GW** e di **impianti eolici** per un target di **19,3 GW**. Per raggiungere l'ambizioso target disposto dal pacchetto «Fit to 55» **è però necessario rivedere al rialzo questi obiettivi**, è perciò prevista una revisione del PNIEC appena saranno fissati gli obiettivi richiesti per ogni Paese.

Nelle more di tale aggiornamento, il Ministero della Transizione ecologica ha adottato il **Piano per la Transizione Ecologica (PTE)**, che fornisce un quadro delle politiche ambientali ed energetiche integrato con gli obiettivi già delineati nel Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR).

OBIETTIVI

- Uscita dal carbone al 2025
- **Riduzione delle emissioni** al 2030 **del 51-55%** rispetto al 1990 (obiettivo PNIEC: -37%)
- Incremento al **72% di fonti rinnovabili nella generazione elettrica** al 2030 (obiettivo PNIEC: 55% FER). Ciò richiede di installare circa 70 GW di centrali elettriche rinnovabili entro il 2030



3.1



3.2

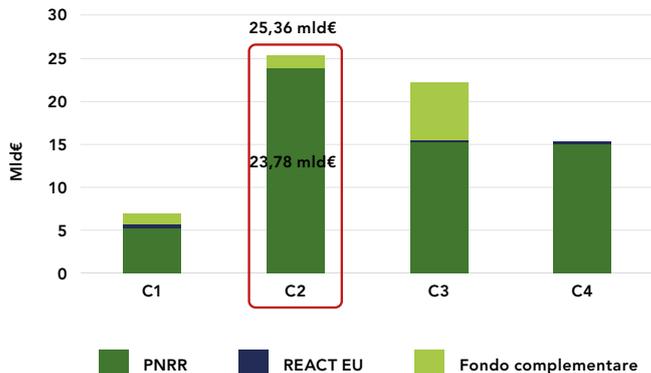
AVANZAMENTO DEGLI OBIETTIVI DEL PNRR PER LE RINNOVABILI



3.3



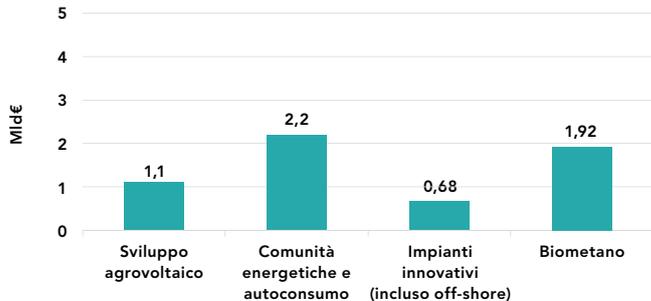
«RIVOLUZIONE VERDE E TRANSIZIONE ECOLOGICA» RISORSE PREVISTE



La Missione «Rivoluzione verde e transizione ecologica» è a sua volta suddivisa in 4 componenti:

- C1 - Economia circolare e agricoltura sostenibile;
- **C2 - Energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile;**
- C3 - Efficienza energetica e riqualificazione degli edifici;
- C4 - Tutela del territorio e della risorsa idrica.

INCREMENTO DELLA QUOTA DI ENERGIA PRODOTTA DA FER RISORSE PREVISTE



La Componente 2, oltre allo sviluppo della filiera dell'idrogeno, e della mobilità sostenibile, si pone tre importanti obiettivi:

- **Incremento della quota FER in linea con gli obiettivi di decarbonizzazione;**
- Potenziamento e digitalizzazione della rete;
- Sviluppo di una filiera industriale e di ricerca e sviluppo nelle filiere della transizione.

Sviluppo agro-voltaico

1,1 mld€

- **Capacità prevista:** 1,04 GW
- **Generazione prevista:** 1.300 GWh/anno
- **Emissioni CO₂ evitate:** 0,8 mln ton/anno



Dopo l'entrata in vigore del decreto legislativo di attuazione della direttiva RED II, **è in corso l'analisi tecnica per delineare il bando** aperto agli operatori economici.

Comunità Energetiche nei piccoli Comuni

2,2 mld€

- **Capacità prevista:** 2 GW
- **Generazione prevista:** 2.500 GWh/anno
- **Emissioni CO₂ evitate:** 1,5 mln ton/anno



Dopo l'entrata in vigore del decreto legislativo di attuazione della direttiva RED II, si è istituito un **tavolo di confronto con le Regioni**, cui sarà attribuita la responsabilità operativa, attraverso l'adozione di un decreto di riparto delle risorse tra le Regioni.

Promozione impianti innovativi

0,68 mld€

- **Capacità prevista:** 200 MW
- **Generazione prevista:** 490 GWh/anno
- **Emissioni CO₂ evitate:** 286.000 mln ton/anno



Dopo l'entrata in vigore del decreto legislativo di attuazione della direttiva RED II, **seguirà una valutazione delle implicazioni in termini di aiuti di stato con la Commissione europea e la pubblicazione del bando** per gli operatori economici.

Sviluppo biometano

1,92 mld€

- **Generazione prevista:** 2,3-2,5 mld m³



Dopo il conseguimento della Riforma 1.2 per la promozione della produzione e del consumo di gas rinnovabile, **è in corso il confronto con la Commissione europea** per il profilo degli aiuti di stato. In parallelo vi è un supplemento di valutazione sui progetti di impianti a Frazione Organica del Rifiuto Solido Urbano (FORSU).

BOX 1: IL PIANO NAZIONALE RIPRESA E RESILIENZA

EOLICO OFFSHORE GALLEGGIANTE

Parallelamente al processo per l'attivazione dell'Investimento 1.3 – Promozione impianti innovativi, al fine di superare i numerosi **problemi legati alla fase progettuale e autorizzativa degli impianti eolici offshore**, a giugno 2021 il MiTE ha pubblicato un **avviso pubblico per acquisire manifestazioni d'interesse** per realizzare impianti eolici offshore flottanti.

L'obiettivo è quello di **introdurre più rapidamente possibile questa tipologia** di impianti, che potrebbe assicurare un'ampia quota dell'obiettivo perseguito. **Sono pervenute 64 manifestazioni di interesse** e sono cominciati i lavori per favorire lo sviluppo degli stessi.

A settembre 2021 si è svolta la **riunione plenaria del gruppo di lavoro** (funzionari ed esperti del MiTE e degli altri ministeri interessati e delle imprese e associazioni che hanno partecipato all'avviso pubblico). I criteri di valutazione ad oggi individuati dal MiTE sono la **minimizzazione degli impatti ambientali**, la **celerità della realizzazione** e il **dimensionamento ottimale** di ciascun impianto sotto il profilo della produzione energetica.

64 manifestazioni di interesse pervenute



Richieste di connessione ricevute da Terna. 39 progetti per 17 GW totali

Obiettivi e relative azioni normative per l’attuazione della **Riforma 1.1 «Semplificazione delle procedure di autorizzazione per gli impianti rinnovabili** onshore e offshore, nuovo quadro giuridico per sostenere la produzione da fonti rinnovabili e proroga dei tempi e dell’ammissibilità degli attuali regimi di sostegno»:

OBIETTIVI

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

AZIONI NORMATIVE

- Creazione di un quadro normativo semplificato e accessibile per gli impianti FER
- Emanazione di una disciplina volta a definire criteri per l’individuazione delle aree idonee e non idonee all’installazione di impianti
- Completamento dei meccanismi di sostegno anche per le tecnologie non mature e l’estensione dei tempi dell’attuale regime di sostegno
- Agevolazioni normative per gli investimenti in sistemi di accumulo



BOX 2: IL PIANO NAZIONALE RIPRESA E RESILIENZA

INVESTIMENTO 5.1

All'interno della Componente «Energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile» della Missione «Rivoluzione verde e transizione ecologica» è presente l'«**Investimento 5.1: Rinnovabili e batterie**» che ha il fine di **potenziare le filiere produttive in Italia nei settori di fotovoltaico, eolico e batterie**.

Per attuare l'Investimento 5.1, il **decreto del ministero dello Sviluppo economico 27 gennaio 2022** introduce lo strumento agevolativo dei **contratti di sviluppo**, che hanno ad oggetto la realizzazione, su iniziativa di una o più imprese, di un **programma di sviluppo industriale** basato su uno o più progetti di investimento ed, eventualmente, progetti di ricerca, sviluppo e innovazione.

Gli investimenti oggetto dei contratti di sviluppo dovranno essere completati entro i termini previsti dal PNRR, dovranno avere un importo complessivo di spese e costi ammissibili non inferiore a 20 milioni di euro, e i programmi di sviluppo non possono essere sostenuti per gli stessi costi da altri programmi e strumenti dell'Unione.

L'investimento si articola in **tre sub-investimenti**, che potranno essere rivisti in funzione dell'andamento delle domande delle imprese beneficiarie :

- sub-investimento 5.1.1 «**Tecnologia PV**», con risorse stanziati pari a **400.000.000 €**;
- sub-investimento 5.1.2 «**Industria eolica**», con risorse stanziati pari a **100.000.000 €**;
- sub-investimento 5.1.3 «**Settore batterie**», con risorse stanziati pari a **500.000.000 €**.

Almeno il 40% delle risorse previste dall'Investimento 5.1 è destinato al finanziamento di progetti nelle regioni **Abruzzo, Basilicata, Calabria, Campania, Molise, Puglia, Sardegna e Sicilia**.

La Componente «Sviluppare una filiera agroalimentare sostenibile» della Missione «Economia circolare e agricoltura sostenibile» del PNRR contiene l'«**Investimento 2.2: Parco Agrisolare**» che prevede lo stanziamento di 1,5 miliardi di euro.

L'investimento ha il fine di incentivare l'installazione di pannelli ad energia solare su una superficie complessiva pari a 4,3 milioni di m² senza consumo di suolo attraverso la **realizzazione di impianti fotovoltaici su edifici a uso produttivo nei settori agricolo, zootecnico e agroindustriale**. **L'obiettivo di potenza installata è di circa 0,43 GW** e il contributo potrà coprire contestualmente anche la riqualificazione delle strutture produttive oggetto di intervento, con la rimozione dell'eternit/amianto sui tetti, ove presente, e/o il miglioramento della coibentazione e dell'areazione.

Considerando che i costi energetici totali rappresentano oltre il 20% dei costi variabili per le aziende agricole, il PNRR con questo investimento mira a raggiungere gli obiettivi di ammodernamento e utilizzo di tetti di edifici ad uso produttivo nei settori agricolo, zootecnico e agroindustriale per la produzione di energia rinnovabile, aumentando così la sostenibilità, la resilienza, la transizione verde e l'efficienza energetica del settore e contribuire al benessere degli animali.

Il Decreto Ministeriale emanato il 25 marzo 2022 avvia la redazione dei bandi per agrisolare finanziati dall'Investimento 2.2, di cui il **40% delle risorse** è riservato al finanziamento di progetti da realizzare nelle regioni **Abruzzo, Basilicata, Calabria, Campania, Molise, Puglia, Sardegna e Sicilia**.

Le **aree di investimento previste dal Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza** fanno riferimento a progetti specifici (comunità energetiche in Comuni da meno di 5000 abitanti, impianti agrivoltaici e innovativi, ...) e non costituiscono, perciò, un piano strutturato per lo sviluppo delle fonti rinnovabili ma piuttosto un **supporto per l'avvio di specifici settori**.

Dal confronto con gli operatori emerge una generale **preoccupazione legata all'attuazione dei bandi** previsti dal PNRR. I bandi che si rivolgono a **soggetti privati** (come nel caso dell'agrivoltaico) o della **Pubblica Amministrazione** (nel caso di comunità energetiche), possono infatti incontrare alcune difficoltà legate alla **mancanza di competenze tecniche** di questi soggetti, che potrebbero non avere internamente le forze per sviluppare e proporre progetti. Ciò comporta un **rischio che parte dei fondi non vengano assegnati o che si disperdano parte delle risorse** a causa di progetti non ben ottimizzati.

Per massimizzare le possibilità di successo dei bandi PNRR, invece, bisognerebbe **semplificare e sistematizzare il coinvolgimento dei soggetti energy**, che possono fornire supporto tecnico e finanziario ai soggetti pubblici e privati. Ciò è vero soprattutto alla luce delle tempistiche richieste dai bandi, che si prevede saranno piuttosto brevi, e al livello di dettaglio richiesto, poiché non potranno essere semplici idee progettuali ma progetti ben definiti.



3.1



3.2



3.3

LE MODIFICHE AL FRAMEWORK NORMATIVO E REGOLATORIO



La Legge n.108/2021 converte in legge il Decreto Semplificazioni Bis, con le seguenti principali novità introdotte:



Istituzione della **Commissione tecnica PNRR-PNIEC**, che dovrà selezionare le **opere e i progetti di massima priorità**, al fine del raggiungimento degli obiettivi fissati dai due Piani. La commissione risulta **attiva dal 18 gennaio 2022**.



Istituzione della **Soprintendenza speciale per il PNRR**, che svolge le funzioni di tutela dei beni culturali e paesaggistici nei casi in cui tali beni siano interessati dagli interventi previsti dal PNRR sottoposti a VIA (valutazione di impatto ambientale).



Partecipazione del Ministero della Cultura al procedimento di Autorizzazione Unica per impianti localizzati in/contermini ad aree sottoposte a tutela paesaggistica; **decorso inutilmente il termine per l'espressione del parere da parte del Ministero, l'amministrazione competente provvede comunque sulla domanda di autorizzazione.**



Riduzione a 45 giorni (anziché 60) dei termini per la presentazione da parte degli operatori di integrazioni e chiarimenti nei procedimenti di verifica di assoggettabilità a VIA; **incremento fino a 120 giorni della sospensione dei termini per la presentazione di integrazioni a progetti particolarmente complessi** dal punto di vista tecnico.

La Legge n.108/2021 converte in legge il Decreto Semplificazioni Bis, con le seguenti principali novità introdotte:



Semplificazioni per gli impianti fotovoltaici localizzati in area a destinazione industriale, produttiva o commerciale, in discariche o cave non suscettibili di ulteriore sfruttamento: **applicazione della PAS (procedura abilitativa semplificata comunale) per impianti di potenza sino a 20 MW** connessi alla rete elettrica di media tensione; **aumento a 10 MW delle soglie per la verifica di assoggettabilità alla valutazione di impatto ambientale** purché il proponente allegghi un'autodichiarazione da cui risulti che l'impianto non si trova all'interno delle "aree particolarmente sensibili".



Consentiti tramite CILA (comunicazione di inizio lavori asseverata): interventi su progetti e impianti fotovoltaici e idroelettrici che non comportano modifiche delle dimensioni degli impianti, del volume delle strutture e delle aree interessate dagli impianti e dalle relative opere; **interventi su impianti eolici** che comportano una riduzione minima del numero degli aerogeneratori rispetto a quelli già esistenti o autorizzati, a prescindere dalla potenza nominale risultante dalle modifiche.



Superamento del divieto di ammissione ad aste per gli impianti agrivoltaici che rispettano determinati requisiti (adozione di soluzioni integrative innovative con montaggio dei **moduli elevati da terra**, obbligo di realizzazione di **sistemi di monitoraggio** per verificare l'impatto sulle attività delle aziende agricole interessate).

Il **Decreto Legislativo 199/2021** di novembre 2021 dà **attuazione alla Direttiva 2018/2001** sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (**direttiva RED II**). Le principali novità contenute nel decreto sono:

- Revisione dell'**obiettivo minimo di fonti rinnovabili sul consumo totale di energia** (comprensivo anche di consumo termico e trasporti), che viene fissato al **30% entro il 2030**. La percentuale sarà eventualmente revisionata con l'aggiornamento del PNIEC al fine di raggiungere la riduzione del 55% delle emissioni entro il 2030 (rispetto ai livelli del 1990).
- Nuove procedure di autorizzazione: **i regimi di autorizzazione vengono ridotti a quattro**: la Comunicazione di edilizia libera; la Dila, la PAS e l'Autorizzazione Unica, al fine di superare la difficoltà legate a processi autorizzativi diversi da regione a regione.
- **Riordino meccanismi di incentivazione** vigenti tra aste, registri, e comunità energetiche. L'applicazione di questi incentivi richiede la pubblicazione di alcuni decreti attuativi attesi per giugno 2022.
- Definizione di un meccanismo di pianificazione dell'installazione di impianti a fonti rinnovabili basato su **aree idonee**, al fine di superare le forti differenze di valutazione presenti nelle diverse regioni.

Di seguito vengono descritti più nel dettaglio le novità in tema aste, comunità energetiche ed aree idonee.

≥ 1 MW

ASTE

Per i grandi impianti, con **potenza superiore a una soglia almeno pari a 1 MW**, l'incentivo è attribuito attraverso procedure competitive di **aste al ribasso** effettuate in riferimento a contingenti di potenza.

≤ 1 MW

REGISTRI

Per impianti di piccola taglia (**potenza inferiore 1 MW**) l'incentivo è attribuito:

per gli impianti con **costi di generazione più vicini alla competitività di mercato**, attraverso una richiesta da effettuare direttamente alla data di entrata in esercizio, fermo restando il rispetto di requisiti tecnici e di tutela ambientale;

per **impianti innovativi e per impianti con costi di generazione maggiormente elevati**, ai fini del controllo della spesa, l'incentivo è attribuito tramite **bandi in cui sono messi a disposizione contingenti di potenza** e sono fissati criteri di selezione basati sul rispetto di requisiti tecnici, di tutela ambientale e del territorio e di efficienza dei costi.

COMUNITÀ ENERGETICHE RINNOVABILI E AUTOCONSUMO COLLETTIVO

Per impianti di **potenza pari o inferiore a 1 MW facenti parte di comunità dell'energia o di configurazioni di autoconsumo collettivo** è possibile accedere a un **incentivo diretto**, alternativo ad aste e registri, **che premia**, attraverso una specifica tariffa, graduabile anche sulla base della potenza degli impianti, **l'energia autoconsumata istantaneamente**.

Entro 180 giorni dall'entrata in vigore del decreto (giugno 2022), il MiTE deve definire le nuove modalità per l'implementazione delle aste.

Fino all'entrata in vigore dei decreti su Aste e Registri, il GSE organizza ulteriori procedure mettendo a disposizione la potenza residua non assegnata fino al suo esaurimento, con le modalità previste dal FER 1

I contingenti e gli incentivi sono **stabiliti su base quinquennale** e possono essere **differenziati per zone geografiche**, in sinergia con le aree idonee identificate.

Possono accedere alle aste anche gli **impianti parte di configurazioni di autoconsumo o comunità energetiche** e gli **impianti fotovoltaici realizzati su aree agricole non utilizzate** individuate dalle Regioni come aree idonee.

Per gli impianti di potenza superiore a una soglia minima (in prima applicazione **10 MW**) può essere avviata una **fase sperimentale** nella quale:

- **il GSE rilascia parere di idoneità all'accesso agli incentivi parallelamente** allo svolgimento del procedimento di autorizzazione unica;
- **agli impianti ritenuti idonei** che presentano domanda di accesso ai meccanismi di asta **entro tre mesi, è richiesta solo l'offerta economica al ribasso.**

A decorrere dalla settima procedura, **i contingenti di potenza sono trasferibili:**

- se c'è eccesso di domanda/offerta nell'ambito di una procedura di registro e contestualmente eccesso di offerta/domanda nella procedura d'asta **riferita al medesimo gruppo di impianti;**
- se c'è eccesso di domanda nell'ambito di una procedura di asta/registro per un gruppo di **impianti di nuova realizzazione** e contestuale eccesso di offerta nell'ambito delle procedure di asta/registro di un altro gruppo di impianti di nuova realizzazione.

Definizione di «energia condivisa»:

L'energia condivisa è pari al minimo, in ciascun periodo orario, tra l'energia elettrica prodotta e immessa in rete dagli impianti e l'energia elettrica prelevata dall'insieme dei clienti finali associati **nell'ambito della porzione della rete di distribuzione sottesa alla stessa zona di mercato.**

L'energia può essere condivisa anche attraverso impianti di stoccaggio, e **gli impianti di generazione e di stoccaggio dell'energia elettrica oggetto di condivisione devono risultare nella disponibilità e nel controllo della comunità.**

Per impianti di **potenza pari o inferiore a 1 MW facenti parte di comunità dell'energia o di configurazioni di autoconsumo collettivo è possibile accedere a un incentivo diretto** che premia, attraverso una specifica tariffa, **graduabile** anche sulla base della potenza degli impianti, **l'energia autoconsumata istantaneamente.**

L'incentivo non è perciò applicato a tutta l'energia condivisa internamente alla configurazione, ma solo all'energia:

- **prodotta da impianti a fonti rinnovabili**
- **di potenza non superiore a 1 MW** (soglia fissata, per la fase pilota, a **200 kW**)
- entrati in esercizio in data successiva a quella di entrata in vigore del decreto, e
- che risulti condivisa da impianti e utenze **connesse sotto la stessa cabina primaria**

L'accesso all'incentivo è garantito fino al raggiungimento di **contingenti di potenza stabiliti** su base quinquennale.

Gli **impianti di potenza superiore a 1 MW** parte di comunità dell'energia o di configurazioni di autoconsumo collettivo potranno comunque ottenere gli incentivi previsti per gli impianti ad asta.

Possono costituire una comunità energetica rinnovabile **tutti i clienti finali e, per quanto riguarda le imprese, la partecipazione non può costituire l'attività commerciale e industriale principale.**

L'esercizio dei poteri di controllo fa capo esclusivamente a: «**persone fisiche, PMI, enti territoriali e autorità locali, incluse le amministrazioni comunali, gli enti di ricerca e formazione, gli enti religiosi, quelli del terzo settore e di protezione ambientale e le amministrazioni locali** contenute nell'elenco delle amministrazioni pubbliche divulgato dell'ISTAT, **situate nel territorio degli stessi Comuni in cui sono ubicati gli impianti di produzione**».

Possibilità di aderire estesa agli impianti già esistenti (oltre agli impianti entrati in esercizio dopo la data di entrata in vigore del decreto), **in misura non superiore al 30% della potenza complessiva.**

Attività che può portare avanti la comunità energetica: sfruttare **altre forme di energia da fonti rinnovabili finalizzate all'utilizzo da parte dei membri**, promuovere interventi integrati di **domotica ed efficienza energetica**, offrire **servizi di ricarica dei veicoli elettrici** ai propri membri, **assumere il ruolo di società di vendita al dettaglio e offrire servizi ancillari e di flessibilità**. Tutte queste attività devono essere sempre svolte **nel rispetto delle finalità di fornire benefici ambientali, economici o sociali** ai membri o alle aree locali in cui opera la comunità.

Gli impianti di produzione appartenenti alla configurazione possono essere ubicati **presso edifici o in siti diversi da quelli ove l'autoconsumatore opera**, purché siano nella disponibilità dell'autoconsumatore stesso. **Gli autoconsumatori, però, devono trovarsi tutti nello stesso edificio o condominio.**

Attività che possono svolgere gli autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente (come aggregato ma anche singolarmente, nel caso di autoconsumatori non inseriti in una configurazione): **vendere l'energia autoprodotta, offrire servizi ancillari e di flessibilità**, eventualmente per il tramite di un **aggregatore**.

Entro 180 giorni dalla data di entrata in vigore del decreto (giugno 2022), verranno stabiliti **principi e criteri** per l'identificazione di **aree idonee e non idonee all'installazione di impianti rinnovabili** con **potenza complessiva almeno pari a quella individuata dal PNIEC come necessaria** al raggiungimento degli obiettivi e verrà stabilita la **ripartizione della potenza fra le Regioni**, le quali **dovranno individuare le aree idonee** sul proprio territorio entro **ulteriori 180 giorni (dicembre 2022)**. Le aree non incluse tra le aree idonee non possano essere dichiarate non idonee all'installazione di impianti di FER.

Per **impianti off-shore** sono considerate aree idonee le aree individuate per la produzione di energie rinnovabili dal **Piano di gestione dello spazio marittimo**, piano da adottare entro 180 giorni dall'entrata in vigore del decreto.

Nelle more dell'individuazione delle aree idonee, sono considerati idonei:

- i siti dove sono già installati impianti della stessa fonte e in cui vengono realizzati interventi di modifica non sostanziale*;
- i siti oggetto di bonifica;
- le cave e miniere cessate, non recuperate o abbandonate o in condizioni di degrado ambientale.
- per impianti off-shore: I) le piattaforme petrolifere in disuso e l'area distante 2 miglia nautiche da esse; II) i porti, per impianti eolici fino a 100 MW di potenza installata (previa eventuale variante del Piano regolatore portuale).
- per impianti fotovoltaici (in assenza di vincoli legati a beni culturali e del paesaggio) **aree agricole a non più di 300m da zone a destinazione industriale**, artigianale e commerciale, cave o miniere, e **siti in cui sono presenti impianti FV sui quali sono eseguiti interventi di modifica sostanziale per rifacimento, potenziamento o ricostruzione**, con variazioni entro limiti stabiliti. (integrazione introdotta dal dl 17/2022 Decreto Energia, si rimanda al decreto per le ulteriori disposizioni).

Nei **procedimenti di autorizzazione di impianti su aree idonee** (inclusi quelli per l'adozione del provvedimento di valutazione di impatto ambientale), l'autorità competente in materia paesaggistica si esprime **con parere obbligatorio non vincolante** e **i termini delle procedure di autorizzazione sono ridotti di un terzo**.

(*): art.5, comma 3 e seguenti, Dlgs 28/2011

BOX 4: SOPPRESSIONE DEL MECCANISMO DI SCAMBIO SUL POSTO

Secondo l'articolo 9 del decreto legislativo per il recepimento della direttiva europea RED II, è predisposta l'**abolizione del meccanismo dello scambio sul posto** a favore degli altri meccanismi incentivanti. Ciò è previsto entro 90 giorni dalla data di entrata in vigore dei decreti relativi alla regolamentazione dei meccanismi di asta al ribasso (articolo 6), delle tariffe per piccoli impianti (articolo 7) e degli incentivi per la condivisione dell'energia (articolo 8).

I **nuovi impianti** che entreranno in esercizio potranno accedere al meccanismo del **ritiro dedicato dell'energia o beneficiare di uno dei meccanismi incentivanti previsti** dal decreto legislativo per il recepimento della RED II. Tra questi si evidenziano:

- **Le aste al ribasso** definite all'articolo 6 «Regolamentazione dei meccanismi di asta al ribasso». Per i **grandi impianti**, con potenza superiore a una **soglia almeno pari a 1 MW**, l'incentivo è attribuito attraverso procedure competitive di aste al ribasso effettuate in riferimento a contingenti di potenza.
- **Bandi o registri** definiti all'articolo 7 «Regolamentazione delle tariffe per piccoli impianti». Per gli **impianti con potenza inferiore ad 1 MW** le **modalità di accesso all'incentivo sono due**: (i) per gli impianti con costi di generazione più vicini alla competitività di mercato, attraverso una **richiesta da effettuare direttamente alla data di entrata in esercizio**; (ii) per impianti innovativi e per impianti con costi di generazione maggiormente elevati, l'incentivo è attribuito **tramite bandi** in cui sono messi a disposizione contingenti di potenza e sono fissati criteri di selezione.
- **Incentivi sull'energia condivisa** definiti all'articolo 8 «Regolamentazione degli incentivi per la condivisione dell'energia». Questi sono meccanismi di incentivazione per gli impianti a fonti rinnovabili inseriti in **configurazioni di autoconsumo collettivo** o in **comunità energetiche rinnovabili**.

I decreti devono inoltre stabilire le modalità per la **graduale conversione degli impianti in esercizio operanti in scambio sul posto** al meccanismo di tariffazione per piccoli impianti definito nell'articolo 7, da attuarsi a decorrere dal 31 dicembre 2024.

BOX 5: INTERVENTI COMPENSATIVI

DECRETO SOSTEGNI TER

Il Decreto Sostegni *ter* (dl 4/2022) ha introdotto alcune misure per il contenimento dei costi dell'energia elettrica, tra cui:

- abbattimento delle aliquote per determinate categorie di utenza;
- credito di imposta in favore delle imprese energivore;
- **intervento compensativo a carico dei proprietari di impianti alimentati da fonti rinnovabili.**

Gli impianti interessati dall'intervento, erano:

- **impianti fotovoltaici di potenza superiore a 20 kW** che beneficiano di premi fissi derivanti dal meccanismo del **Conto Energia**, non dipendenti dai prezzi di mercato;
- **impianti di potenza superiore a 20 kW fotovoltaici, idroelettrici, geotermoelettrici ed eolici** in *market parity*.

Il **meccanismo di compensazione** per il 2022 è un **meccanismo a due vie** che si basa sul **calcolo di**:

- prezzo zonale medio dalla data di entrata in esercizio e fino al 31 dicembre 2020;
- prezzo zonale orario di mercato.

Il provvedimento è stato **fortemente criticato dagli operatori del settore** poiché un intervento del genere su impianti in *market parity* genera **forte incertezza per gli investitori** che si trovano già ad operare in un contesto con **orizzonte normativo di brevissimo periodo**. Inoltre, il decreto va a prelevare il solo extra-profitto degli impianti a fonti rinnovabili, **non intaccando le fonti tradizionali**, prime responsabili dell'aumento dei prezzi perché dipendenti dal costo del gas. In questo modo si è andati a colpire quella parte di mercato che dovrebbe essere invece supportata in quanto parte della soluzione.

L'art. 5 del successivo decreto Antifrodi (13/2022) ha abrogato il contestato articolo 16 del decreto Sostegni ter, escludendo dal suddetto meccanismo di compensazione gli impianti *merchant* sopra 20 kW entrati in esercizio dopo il 1° gennaio 2010, lasciando però il mercato in uno stato di maggiore incertezza.

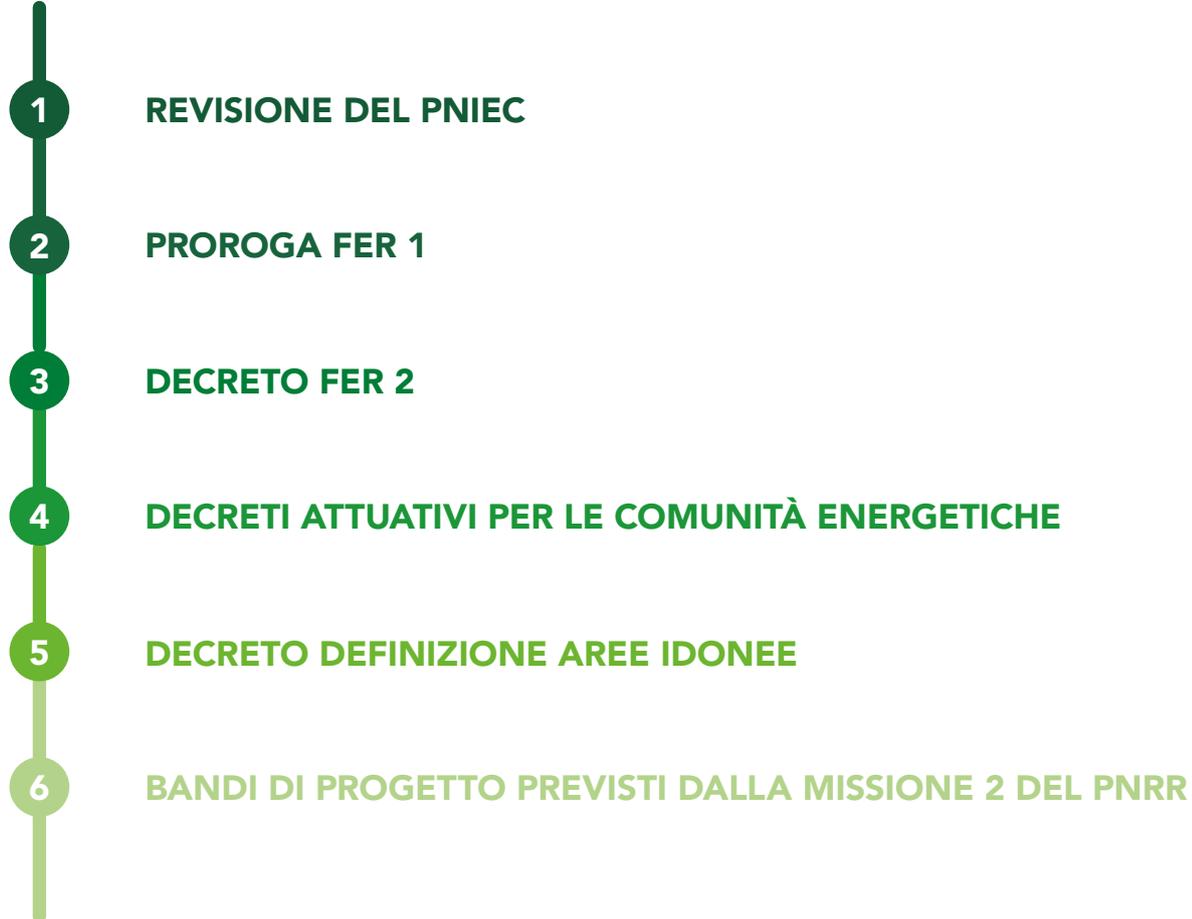
Il Decreto Energia (dl 17/2022) mira a contrastare l'impennata dei prezzi energetici registrata negli ultimi mesi. Tra le principali disposizioni in materia rinnovabili, ricordiamo:

- **Semplificazione per le installazioni** di pannelli solari (fotovoltaici e termici) **su tetti e coperture**: è considerata **«intervento di manutenzione ordinaria»** e non è subordinata all'acquisizione di permessi, autorizzazioni o atti amministrativi (gli impianti in **aree o immobili vincolati** dovranno continuare a richiedere e ottenere il **nullaosta paesaggistico**).
- Estensione del **modello unico semplificato** per la comunicazione dell'installazione di piccoli impianti fotovoltaici sui tetti degli edifici **agli impianti di potenza superiore a 50 kW e fino a 200 kW realizzati in edilizia libera**.
- **Estensione dell'utilizzo della PAS** per autorizzare gli impianti fotovoltaici **fino a 20 MW** su terreni industriali, cave e discariche recuperate che si colleghino alla rete anche in alta tensione. Introduzione dell'**esenzione dalla verifica di assoggettabilità alla valutazione di impatto ambientale** per impianti **fino a 20 MW non in aree ambientalmente sensibili**.
- Aggiunta di **nuove categorie di aree automaticamente idonee** all'installazione di impianti fotovoltaici, anche con moduli a terra, in assenza di vincoli ai sensi del codice dei beni culturali e del paesaggio. Le aree introdotte sono ad esempio **aree agricole a non più di 300 metri da zone a destinazione industriale, artigianale e commerciale**, cave o miniere. Per il fotovoltaico a terra in queste aree, per impianti di potenza **fino a 1 MW** basterà la **dichiarazione di inizio lavori asseverata (DILA)**, e **fino a 10 MW la procedura abilitativa semplificata (PAS)**. Sono inoltre definiti aree idonee, per i soli impianti solari fotovoltaici, **i siti in cui sono presenti impianti fotovoltaici sui quali, senza variazione dell'area occupata o con variazioni entro limiti stabiliti, sono eseguiti interventi di modifica sostanziale per rifacimento, potenziamento o integrale ricostruzione**.

Il Decreto Energia (dl 17/2022) mira a contrastare l'impennata dei prezzi energetici registrata negli ultimi mesi. Tra le principali disposizioni in materia rinnovabili, ricordiamo:

- **Modifica del divieto di incentivazione del fotovoltaico su suoli agricoli**, che **non si applica** agli **impianti agrovoltaici** che adottino **soluzioni integrative innovative** con montaggio dei moduli **elevati da terra** in modo da non compromettere la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale. L'accesso agli incentivi è **subordinato alla contestuale realizzazione di sistemi di monitoraggio da attuare sulla base di linee guida** da adottare da parte del Consiglio per la ricerca in agricoltura e l'analisi dell'economia agraria, in collaborazione con il GSE, entro trenta giorni dalla data di entrata in vigore del Decreto. Gli incentivi possono, infine, essere applicati a **impianti solari fotovoltaici flottanti da realizzare su superfici bagnate ovvero su invasi artificiali** di piccole o grandi dimensioni, ove compatibili con altri usi.
- **Si dispone che il GSE offra un servizio di ritiro e di acquisto di energia elettrica da fonti rinnovabili**, mediante la stipulazione di **contratti di lungo termine di durata pari ad almeno tre anni**. Con decreti del MiTE verranno stabiliti: il prezzo di vendita offerto dal GSE, le modalità con le quali il GSE può cedere l'energia nella sua disponibilità derivante da impianti a fonti rinnovabili che beneficino di tariffe onnicomprensive o dal servizio di ritiro e vendita a lungo termine, le modalità con le quali il GSE cede l'energia, le modalità di coordinamento del meccanismo.

LE ULTERIORI NORME ATTESE



Dall'analisi della normativa emergono diversi elementi positivi, principalmente in tema di **semplificazioni e accesso agli incentivi per impianti fotovoltaici**, mentre minori interventi sono stati implementati in tema di semplificazioni per impianti eolici.

Le semplificazioni, però, sono state introdotte da **diversi decreti che si sono susseguiti** (Semplificazioni, Semplificazioni bis, DL Energia). **È mancato**, infatti, **un approccio sistemico al problema** e ciò implica il rischio che alcuni aspetti vengano tralasciati, come nel caso della richiesta di connessione alla rete degli impianti già autorizzati, attualmente individuato come collo di bottiglia da parte degli operatori. Il quadro normativo attuale è apprezzato dagli operatori, i quali auspicano principalmente **celerità nella pubblicazione dei decreti attuativi** previsti dal decreto di recepimento della RED II **e delle altre normative attese**, poiché **i periodi di transizione** come quello attuale **rallentano il sistema**, perciò la loro dilatazione nel tempo impatta negativamente sul mercato.

Una **normativa stabile** genera un ambiente più sicuro nel quale investire e riduce lo stress sulla supply chain, permettendone la riorganizzazione. La **pianificazione delle normative** e il rispetto dei tempi in cui questa viene attuata, permetterebbe anche di tenere il passo con le diverse **modifiche** che, parallelamente, avvengono **a livello europeo** (si pensi ad esempio all'aggiornamento degli obiettivi di decarbonizzazione, che richiede un aggiornamento delle norme nazionali).

Riguardo le autorizzazioni, i temi di maggior attenzione sono la formazione per i funzionari pubblici responsabili delle decisioni, la riduzione del numero di enti coinvolti nei processi decisionali (o del loro raggio di manovra), e l'introduzione di regole di silenzio assenso, poiché la sola riduzione delle tempistiche non permette lo svolgimento di un procedimento più fluido.



4. L'ANALISI DEL LIFE CYCLE ASSESSMENT

PARTNER



PATROCINATORI



4.1

LIFE CYCLE ASSESSMENT: METODOLOGIA

4.2

LIFE CYCLE ASSESSMENT: FOTOVOLTAICO

4.3

LIFE CYCLE ASSESSMENT: EOLICO

OBIETTIVI DEL CAPITOLO

La quarta sezione del Rapporto ha l'obiettivo di:

- Valutare l'**impatto ambientale di impianti fotovoltaici ed eolici** lungo il loro ciclo di vita;
- Confrontare il diverso impatto degli impianti in base alla località di produzione delle componenti e alla modalità scelta per la gestione del fine vita;
- Confrontare l'impatto delle diverse tecnologie di generazione, basate su fonti rinnovabili e fossili.

4.1

LIFE CYCLE ASSESSMENT: METODOLOGIA

4.2

4.3



Il **Life Cycle Assessment (LCA)** è una **metodologia standardizzata a livello internazionale** che viene utilizzata per individuare, quantificare e valutare:



gli **input e output** legati a beni, servizi e processi;



gli **impatti negativi e positivi sull'ambiente** durante l'intero ciclo di vita;



le possibili **aree di miglioramento**.



Il **Life Cycle Assessment (LCA)** può essere utilizzato per applicazioni che adottano **diverse prospettive**:

PROSPETTIVA AMBIENTALE

- valutare l'impatto ambientale di prodotti e di attività umane;
- preservare le risorse non rinnovabili;
- massimizzare riutilizzo e riciclo;
- minimizzare la quantità di inquinamento e di rifiuti.

PROSPETTIVA DI BUSINESS

- Sviluppare il design e l'acquisto di prodotti/processi in base agli standard ambientali;
- comunicare tramite eco-labeling e benchmarking;
- individuare opportunità di R&D per migliorare la performance ambientale dell'azienda.

LIFE CYCLE ASSESSMENT

LE QUATTRO FASI DEL LCA

Il *Life Cycle Assessment* segue un procedimento iterativo composto da **quattro fasi**:



1. *Scope and Goal Definition*

Definizione dell'obiettivo e dell'ambito dell'analisi.



2. *Life Cycle Inventory*

Raccolta di input/output legati al prodotto in analisi.



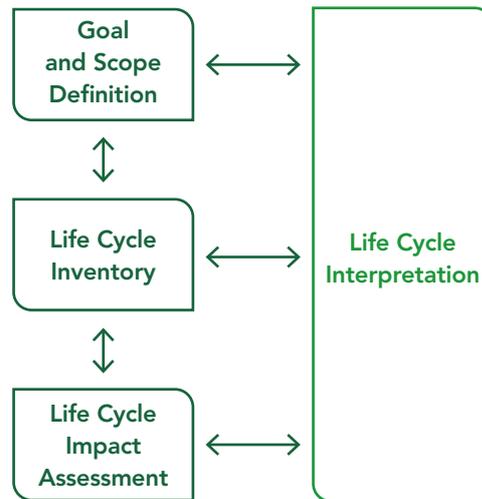
3. *Life Cycle Impact Assessment*

Analisi degli impatti ambientali.



4. *Life Cycle Interpretation*

Discussione dei risultati dell'analisi.





Nella prima fase del *Life Cycle Assessment* si identificano l'**obiettivo**, l'**ambito** e i **confini dell'analisi**.

OBIETTIVO

Valutare l'impatto ambientale di impianti fotovoltaici ed eolici

SISTEMA PRODOTTO

Impianti fotovoltaici ed impianti eolici

AMBITO GEOGRAFICO

Italia

AMBITO TEMPORALE

Produzione, utilizzo e fine vita

Analisi dell'impatto ambientale di impianti fotovoltaici ed eolici collocati in Italia in relazione al **luogo di produzione** dei componenti (EU vs extra-EU).

Analisi delle alternative per la **gestione del fine vita**.

In seguito viene definita l'**unità funzionale**, unità di riferimento per quantificare le performance del sistema in relazione all'obiettivo precedentemente fissato.

UNITÀ FUNZIONALE

kW, per valutare l'impatto della capacità installata nell'impianto a prescindere dalla quantità di energia generata.

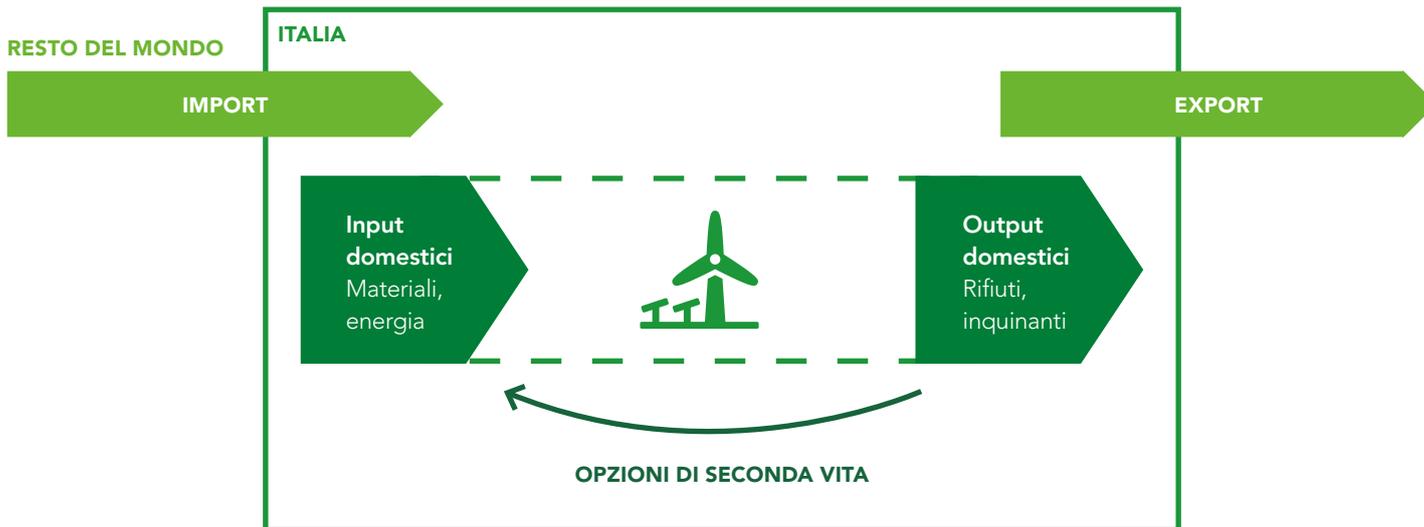
kWh, per confrontare i sistemi rinnovabili con altre tipologie di fonti di generazione.



Durante la fase di **Life Cycle Inventory (LCI)** si elencano tutti gli **input e output che possono causare un impatto** durante il ciclo di vita di un prodotto.

In particolare, nel LCI si ha la **definizione dei flussi di energia e materiali** coinvolti nella vita del prodotto.

La fase di LCI può essere svolta applicando la metodologia di **Material Flow Analysis (MFA)**, che consiste nella **valutazione dei flussi (diretti e indiretti)** all'interno di un sistema definito in termini di spazio e tempo.

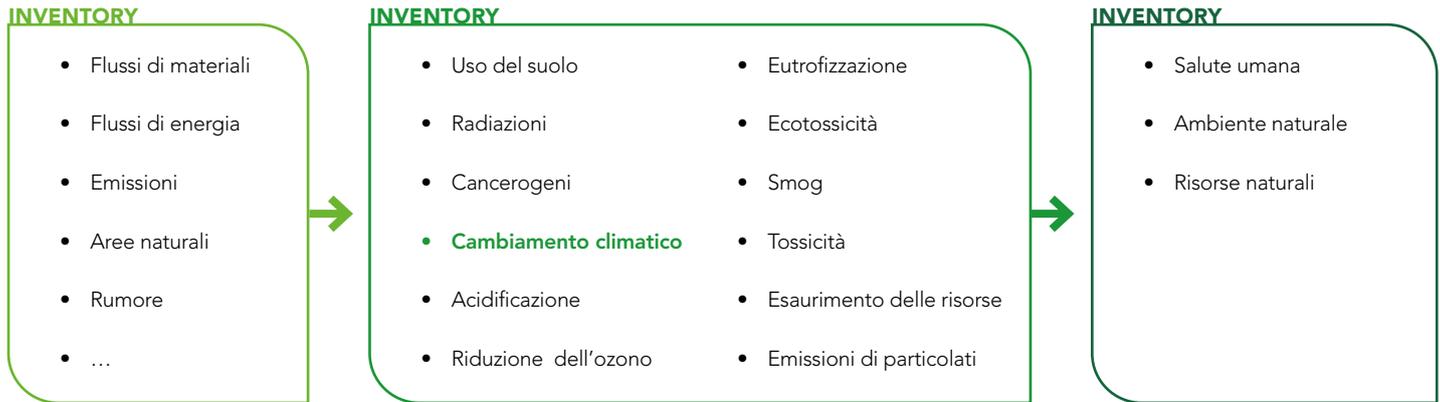




Nel **Life Cycle Impact Assessment (LCIA)** viene effettuata l'**analisi degli impatti causati dai flussi di input e output** risultanti dalla fase di **Life Cycle Inventory** in modo da comprenderne il contributo dal punto di vista ambientale.

In base agli **input/output rilevati nella fase di Life Cycle Inventory** emergono delle **Categorie d'Impatto (midpoints)** che a loro volta contribuiscono in modo congiunto alla determinazione delle **Categorie di Danno (endpoints)** legate alle **Aree di protezione**.

Le categorie da valutare vengono **selezionate in base all'obiettivo dell'analisi** scelto nel primo step del LCA.





La **Life Cycle Interpretation** è la fase finale del LCA, in cui i risultati del *Life Cycle Inventory*, del *Life Cycle Impact Assessment*, o di entrambi, vengono riassunti e discussi per trarre le **conclusioni dell'analisi**.

In particolare, vengono valutati:



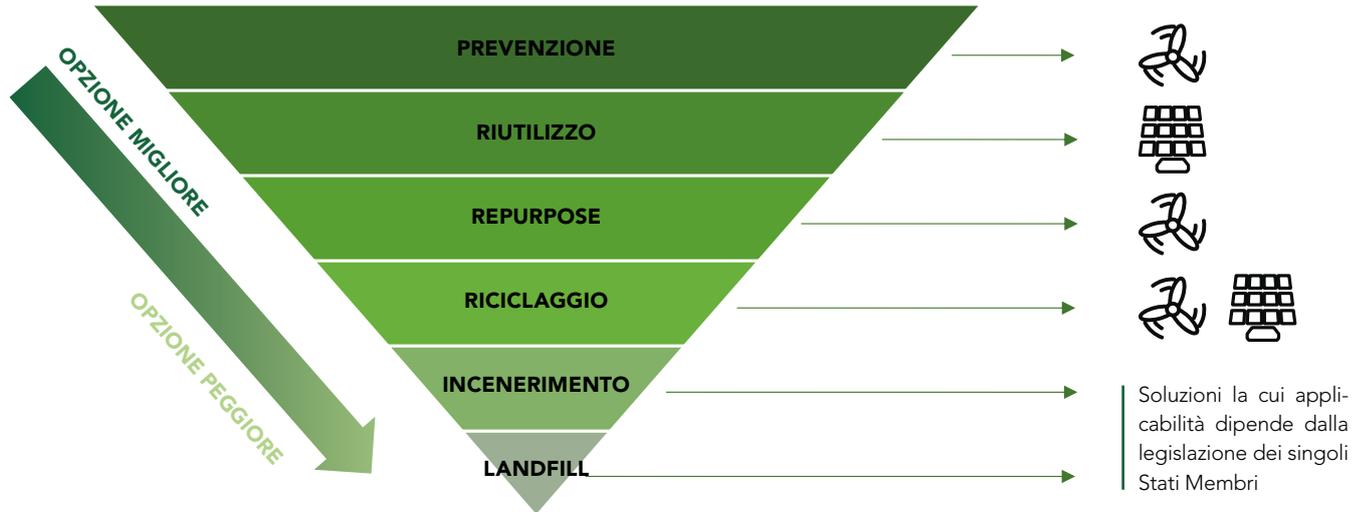
END OF LIFE

GERARCHIA DELLE ALTERNATIVE

La **direttiva europea sui rifiuti** (European Waste Framework Directive 2008/98/CE) definisce i concetti di base relativi alla gestione dei rifiuti: oltre a sottolineare la **necessità di aumentare il riciclaggio per ridurre la dipendenza dall'estero di estrazione di materie prime**, evidenzia come progressivamente saranno disponibili sempre meno spazi dedicati alle discariche.

All'interno della direttiva si trova una **gerarchia dei rifiuti**, secondo cui **la soluzione di fine vita migliore è la prevenzione**, ovvero un design di componenti più sostenibile, e **la peggiore è lo smaltimento**, in discarica o tramite incenerimento senza recupero di energia.

Le peculiarità degli impianti fotovoltaici ed eolici fanno sì che ad oggi solo alcune delle seguenti alternative vengono applicate per la gestione del fine vita.



La fase di fine vita tiene in considerazione le **seguenti alternative**, valutando i loro **aspetti positivi e negativi** e il loro contributo alle **emissioni di CO₂eq** del ciclo vita dell'impianto.

PREVENZIONE



- Permette di ridurre l'impatto ambientale del prodotto.
- Nella fase di design, si prendono decisioni per ridurre l'impiego di materiale e di energia lungo l'intero ciclo di vita.

RIUTILIZZO



- Consente di allungare la vita del prodotto.
- Richiede la riparazione, l'aggiunta di nuovi materiali ed energia, ripropone il problema della dismissione alla fine del secondo ciclo vita.

REPURPOSE



- Permette di allungare la vita del prodotto in un'applicazione diversa.
- L'applicazione di seconda vita ha solitamente un valore economico inferiore rispetto alla prima.

RICICLAGGIO



- Permette di recuperare i materiali del modulo e di evitare l'impatto dovuto a nuove estrazioni.
- I processi impiegati necessitano di energia aggiuntiva.

INCENERIMENTO



- Permette di produrre energia.
- Provoca danni all'ambiente a causa del rilascio di sostanze tossiche dovute ai materiali di cui il pannello è composto.

LANDFILL



- Non genera ulteriori emissioni di CO₂.
- Causa altre forme di emissione e danni all'ambiente e impedisce il recupero delle materie prime.



4.1



4.2

LIFE CYCLE ASSESSMENT: FOTOVOLTAICO



4.3



LIFE CYCLE ASSESSMENT: FOTVOLTAICO

OBIETTIVO E SISTEMA CONSIDERATO

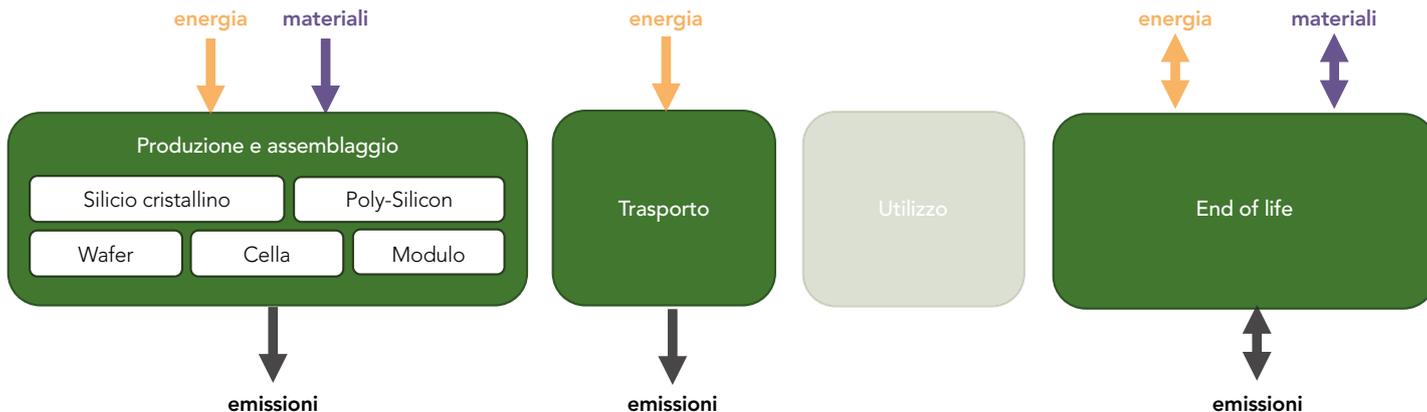
All'interno di questa sezione viene analizzato il **ciclo di vita di un impianto di generazione fotovoltaica**.

Le fasi di **Beginning of Life (BoL)** includono l'**estrazione delle materie prime**, la **fabbricazione** e l'**assemblaggio dei componenti** e il **trasporto** al luogo di installazione dell'impianto fotovoltaico.

L'impatto ambientale delle fasi BoL verrà determinato in termini di **kgCO₂eq/kW**; inoltre, sarà fornita la misura di **Energy Payback Time (EPBT)**, considerando una producibilità pari a 1250 ore equivalenti e una vita utile dell'impianto pari a 25 anni.

L'energia assorbita e le emissioni legate alla produzione di elettricità e alle attività di manutenzione sono trascurabili¹; per questo, **la fase di utilizzo (MoL) non viene considerata** all'interno dell'analisi.

Per quanto riguarda l'**End of Life (EoL)**, si descriveranno le **alternative di fine vita** considerando vantaggi e svantaggi, processi e casi reali.



(1): A comparative life cycle assessment of silicon PV modules: Impact of module design, manufacturing location and inventory (Müller A. et al., 2021)

BEGINNING OF LIFE

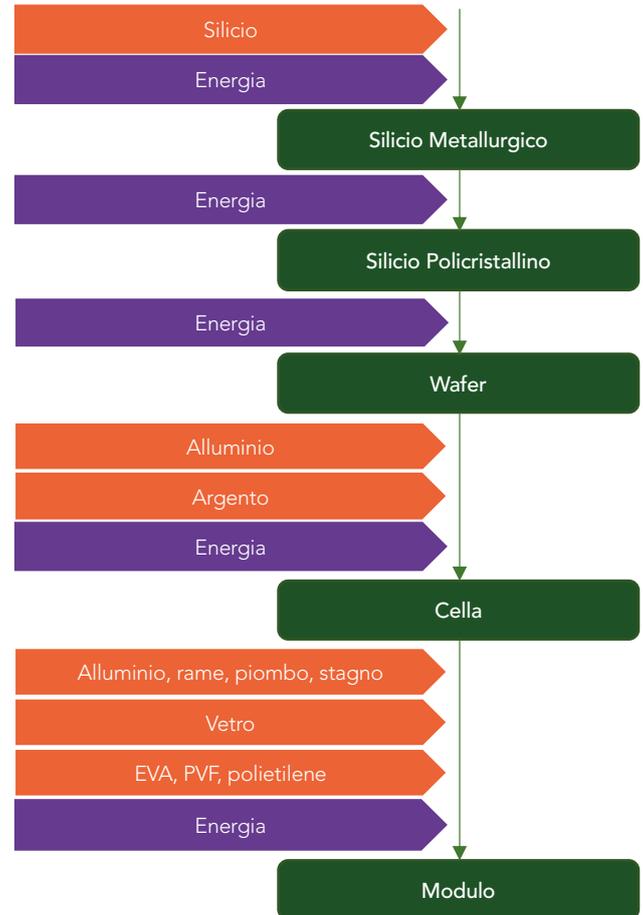
PRODUZIONE E ASSEMBLAGGIO: LE FASI

Nelle fasi iniziali di processo si ha una **trasformazione energivora della materia prima**, in cui il silicio viene lavorato (ad esempio, con il processo Siemens) fino ad ottenere una **struttura policristallina**.

Il silicio policristallino viene trasformato in lingotti di **silicio multicristallino** attraverso la solidificazione direzionale, oppure cresciuto con processo Czochralski in **silicio monocristallino**. In seguito, attraverso **processi meccanici**, si realizzano i wafer.

I wafer di silicio sono esposti a **trattamenti chimici**, diversi a seconda della tipologia della cella da produrre (applicazione anti-riflesso, passivazione, drogaggio, ...).

Vengono depositati i **contatti elettrici** e le celle vengono unite tramite i **ribbon**; viene aggiunto il **vetro**, il **backsheet** e il **telaio** in alluminio.



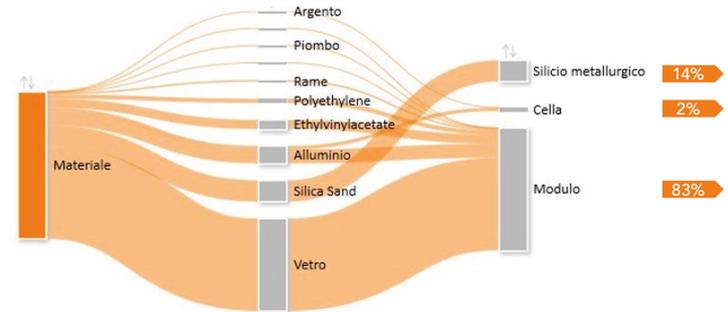
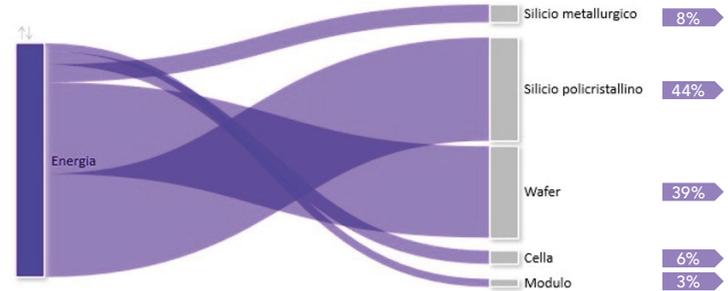
FOTOVOLTAICO - BEGINNING OF LIFE

PRODUZIONE E ASSEMBLAGGIO: CONSUMO DI ENERGIA E DI MATERIALI

Dell'**energia utilizzata** nella produzione di 1 kW di fotovoltaico, la **maggior parte** è richiesta dai processi di trasformazione del silicio nella **struttura policristallina** (219,3 kWh/kW) e nella **produzione del wafer** (193,8 kWh/kW).

La **Silica sand** è introdotta nel processo di produzione del silicio metallurgico, che viene ulteriormente lavorato nei processi successivi per la produzione del silicio policristallino e, in seguito, del wafer.

Per la produzione del modulo è necessario assemblare la cella con altri materiali: i flussi più importanti sono rappresentati da **vetro** (40,4 kg/kW) e **alluminio** (6,1 kg/kW).

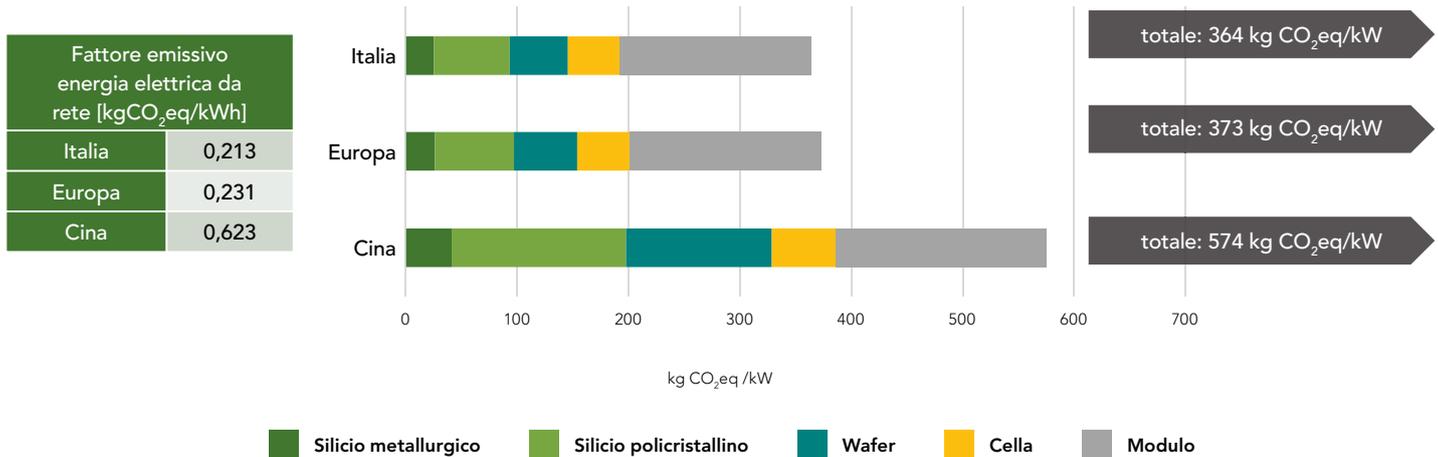


BEGINNING OF LIFE

PRODUZIONE E ASSEMBLAGGIO: EMISSIONI DI CO₂EQ PER KW

Di seguito si riportano le **emissioni in termini di kgCO₂eq per kW** legate alle fasi di produzione e assemblaggio, che assumono valori differenti **a seconda del luogo in cui il modulo fotovoltaico viene prodotto**.

CONFRONTO DI EMISSIONI TRA I DIVERSI LUOGHI DI PRODUZIONE



Per le operazioni di logistica dall'impianto di produzione del modulo al luogo di installazione **si ipotizza l'utilizzo di due modi di trasporto:**

- **nave cargo per il trasporto marittimo;**
- **truck per trasporto via terra.**

Il **trasporto via nave** viene utilizzato **nel caso di produzione dei moduli in Cina**, ipotizzando una percorrenza pari a 20000 km.

Per il **trasporto via terra trans-europeo** (nel caso di **produzione dei moduli in Europa**) viene ipotizzata una distanza media pari a 1500 km per giungere il confine italiano.

Inoltre, in entrambi gli scenari si ipotizzano ulteriori 500 km come distanza media per il **trasporto dei moduli all'interno del territorio italiano** fino a raggiungere la località di installazione.

Paese di produzione	Cina	Europa	Italia
Cargo	751	-	-
Truck	19	75	19
Totale [t*km/kW]	770	75	19

↓

16 kg CO₂eq /kW

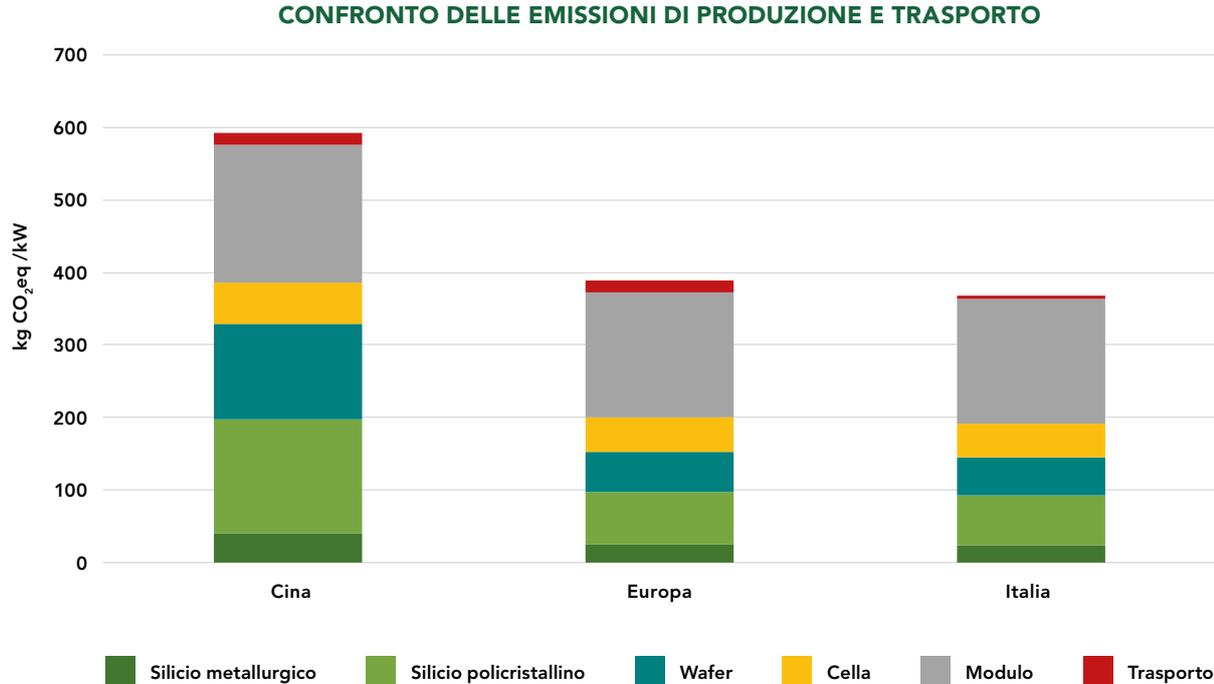
↓

16 kg CO₂eq /kW

↓

4 kg CO₂eq /kW

Il grafico riporta il **confronto tra le emissioni di CO₂eq per 1 kW** legate alle fasi di produzione e trasporto di un modulo fotovoltaico **in base alla località** di produzione:



BEGINNING OF LIFE

ENERGY PAYBACK TIME (EPBT) E CARBON PAYBACK TIME (CPBT)

Tramite l'**EPBT** si procede alla valutazione del **tempo necessario affinché il modulo fotovoltaico produca una quantità di energia pari a quella utilizzata per la sua realizzazione e il successivo trasporto.**

Tramite il **CPBT** è possibile valutare il tempo necessario affinché le emissioni del modulo fotovoltaico siano compensate dalle mancate emissioni che sarebbero prodotte dalle fonti tradizionali.

Per il calcolo dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico si considera una **vita utile di 25 anni e producibilità pari a 1250 ore equivalenti.**

kWh consumati/kW	Cina	Europa	Italia
Totale	551	523	503
		Italia	
kWh prodotti all'anno/kW		1250	
	Cina	Europa	Italia
EPBT [anni]	0,44	0,42	0,40
CPBT [anni]	0,09	0,06	0,05

I risultati mostrano come **in pochi mesi i moduli fotovoltaici consentano di generare una quantità di energia elettrica** che pareggia l'energia spesa per produrli e trasportarli. Nello scenario peggiore, corrispondente alla produzione dell'impianto in Cina, **poco più di un mese di generazione è sufficiente a compensare le emissioni che sarebbero prodotte con l'attuale mix energetico italiano.**

BOX 1: PRODUZIONE DI MODULI A LIVELLO GLOBALE ED EUROPEO

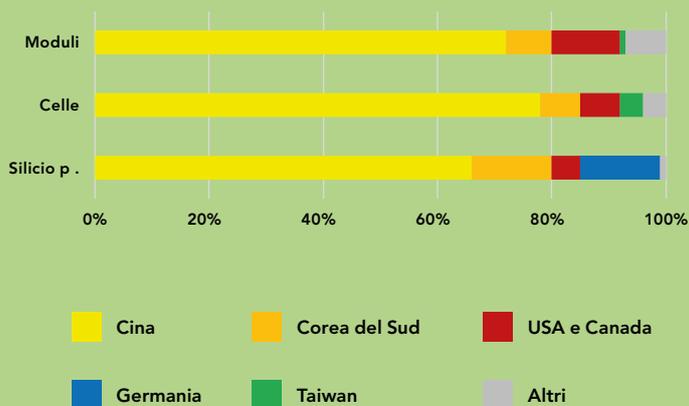
Nel contesto mondiale, **la Cina predomina in tutte le fasi della produzione dei moduli fotovoltaici**. In particolare, il mercato di moduli e celle è coperto per più del 70% dalla Cina, seguita da **Nord America, Corea del Sud e Taiwan**.

La fase di **produzione del silicio policristallino** è l'unico in cui uno stato europeo (la **Germania**) copre una quota di mercato «a due cifre».

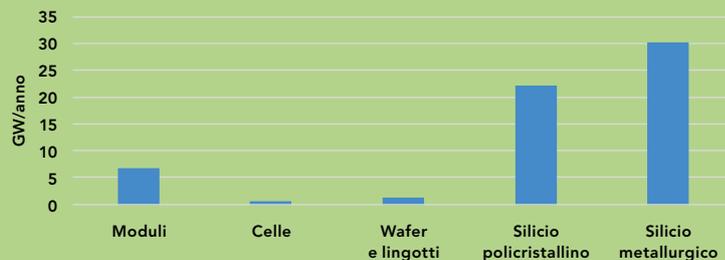
Coerentemente, i componenti che **a livello europeo** registrano la maggiore capacità produttiva sono il **silicio metallurgico e policristallino**, la cui produzione è collocata prevalentemente in **Germania, Norvegia e Islanda**.

La produzione di **celle e moduli** si colloca prevalentemente negli Stati del **centro, est e sud Europa**, tra cui l'Italia.

QUOTA DI MERCATO PER COMPONENTE NEL 2019 (%)



CAPACITÀ PRODUTTIVA DI MODULI C-SI IN EUROPA NEL 2020



Con la costante crescita del mercato globale del fotovoltaico, si sta verificando anche un **aumento nei volumi attuali e prospettici dei pannelli dismessi**. La crescita dei rifiuti fotovoltaici rappresenta senz'altro una **sfida a livello ambientale**, ma anche l'**opportunità di creare nuovo valore** con il recupero dei materiali e l'adozione di modelli di business legati al riutilizzo.

La gestione dei rifiuti fotovoltaici nell'Unione Europea è regolata dalla **Direttiva UE 2012/19 (D.lgs 49/2014)**, che fissa **quote crescenti di recupero obbligatorio dei materiali**, oltre che dalla **Direttiva UE 2018/849 (D.lgs 118/2020)**, che introduce l'**obbligatorietà di registrare i moduli fotovoltaici installati** e stabilisce che il finanziamento del RAEE sia a carico dei produttori.

La normativa UE stabilisce l'85% di raccolta e l'80% di riciclo dei materiali utilizzati nei moduli fotovoltaici, quote che vengono raggiunte con il vetro e la cornice di alluminio. Ad oggi, la **quota massima recuperabile** è pari a **quasi il 95%**.

In Italia, i decreti RAEE conferiscono al **GSE la responsabilità di regolare il fine vita dei moduli per gli impianti incentivati**. Per gli impianti rientranti nei Conto Energia I-III, durante gli ultimi dieci anni di incentivazione il GSE trattiene una quota dell'incentivo per la copertura dei costi di gestione dei rifiuti. Per i Conto Energia IV e V non è previsto il trattenimento delle quote, ma il produttore deve garantire la completa gestione del fine vita dei moduli aderendo a un Sistema o Consorzio che assicuri il corretto smaltimento. **Per gli impianti non incentivati**, infine, **il finanziamento della gestione dei RAEE è a carico dei produttori**; all'interno delle *"Istruzioni Operative per la gestione e lo smaltimento dei pannelli fotovoltaici incentivati"*, il GSE ha introdotto la possibilità per i soggetti responsabili di aderire a un sistema collettivo tra quelli presenti nell'elenco fornito dal MiTE.

Il riutilizzo e la riparazione ricoprono un ruolo importante nell'**estendere la vita utile dei moduli fotovoltaici**, prevenendo lo scarto prematuro di questi dispositivi.

La fattibilità del riutilizzo **dipende dalle condizioni del pannello e dei materiali di cui è composto**. Affinché i moduli possano avere una seconda vita, è innanzitutto necessario **effettuare test di qualità** verificando principalmente la sicurezza elettrica e la potenza. In seguito, se possibile, si procede alla riparazione che tipicamente consiste nell'**applicazione di una nuova cornice di alluminio**, nella **sostituzione della scatola di giunzione o di altri componenti come diodi, spine e prese**.

I moduli di «second-life» possono raggiungere una nuova **vita utile lunga fino a 15 anni**, e i moduli fotovoltaici ricondizionati possono essere **rivenduti come moduli usati a un prezzo inferiore**, pari a circa il 70% del prezzo di vendita originale. Tuttavia, la riparazione del pannello porta a una **riduzione dell'efficienza pari a circa l'1-2%**.

Il riutilizzo appare dunque un'opzione **migliore rispetto agli scenari di landfill e di incenerimento**, poiché causa **minore impatto ambientale**. Inoltre, **l'extra vita ottenuta grazie al riutilizzo consente di rimandare il problema dello smantellamento** finale del modulo, guadagnando tempo utile per lo sviluppo delle nuove tecnologie di riciclo.

Ad oggi i moduli fotovoltaici destinati al riutilizzo **provengono principalmente da grandi sistemi commerciali o da impianti su larga scala** in Europa, Stati Uniti e Cina che, **in seguito al danneggiamento da parte delle intemperie**, vengono interamente sostituiti sebbene molti moduli siano ancora intatti.

Diversi studi sottolineano che solo una bassa quota dei dispositivi verrà scartata per il raggiungimento della fine della vita tecnica programmata: infatti, **si stima che fino all'80% del flusso di "rifiuti" fotovoltaici sarà costituito da prodotti con guasti prematuri**, come difetti di produzione o danni da trasporto e installazione.

I moduli fotovoltaici di seconda mano sono per lo più richiesti nei mercati a basso reddito, come i Paesi Africani, del Medio Oriente, e del Sud-est asiatico, i quali cercano sistemi fotovoltaici a costi estremamente bassi accettando requisiti qualitativi/estetici inferiori.

L'esportazione dei moduli fotovoltaici di secondo mano verso paesi in via di sviluppo mette però a rischio la sostenibilità ambientale dei moduli fotovoltaici usati, il cui adeguato riciclaggio dopo la seconda vita non è garantito a causa delle insufficienti normative sui rifiuti presenti in queste località.

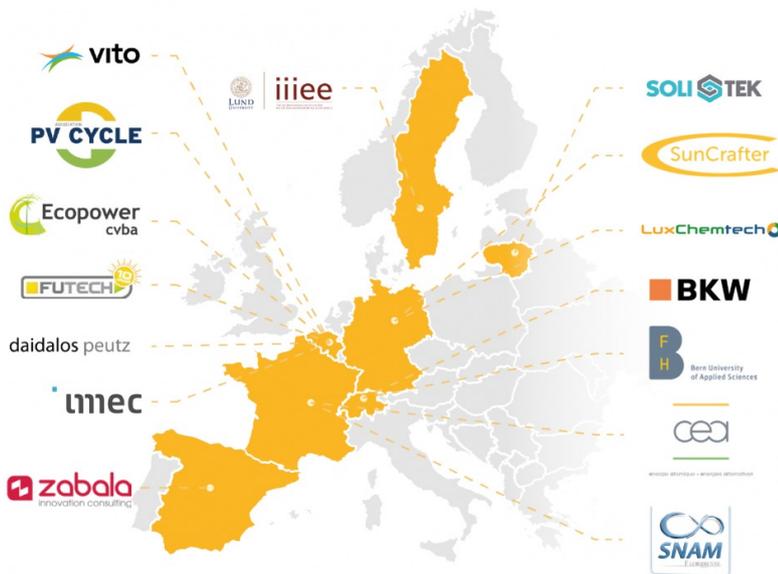
Tra le iniziative per il riutilizzo dei pannelli solari, il **progetto CIRCUSOL** ha l'obiettivo di **stabilire modelli di business circolari basati sul concetto di impianto fotovoltaico come Product-Service Systems (PSS)**.

Il progetto è finanziato dal Programma **Horizon2020** dell'Unione Europea e vede la partecipazione di **15 partner** tra centri di ricerca, player industriali e società di consulenza.

Nel modello di PSS di CIRCUSOL, **i dispositivi per la generazione di energia solare e per lo stoccaggio vengono forniti all'utente come servizio**. Il sistema è installato presso l'utente, ma **il fornitore rimane proprietario** dei dispositivi ed ha il compito, una volta raggiunto il fine vita, di **decidere se siano idonei a un'applicazione di seconda vita o se destinarli al riciclaggio**.

Per testare il modello di business circolare, CIRCUSOL ha sviluppato in Belgio il complesso residenziale da 22 unità «co-housing Waasland», dove è stato installato un **impianto fotovoltaico composto da 200 moduli di seconda vita**. Gli obiettivi sono **valutare la fattibilità tecnica e il potenziale di mercato del fotovoltaico** (e, nei prossimi step di progetto, delle batterie) **di seconda vita per applicazioni residenziali**.

Circusol



Il **recupero dei materiali** degli impianti fotovoltaici a fine vita è **preferibile allo smaltimento sia in termini di riduzione degli impatti ambientali sia per la gestione efficiente delle risorse** utilizzate.

Il riciclaggio, infatti, quando svolto con processi efficienti, **riduce il consumo di energia e le emissioni legate alla produzione di materiali primari**.



Impatti ambientali negativi associati ai metodi di riciclaggio provengono dall'**incenerimento della plastica nell'approccio termico** e da alcuni **trattamenti chimici per il recupero dei metalli**.

Nessun processo può ancora riciclare il 100% dei moduli: **attualmente l'approccio più virtuoso è quello di PV Cycle, che recupera quasi il 95% del modulo**.

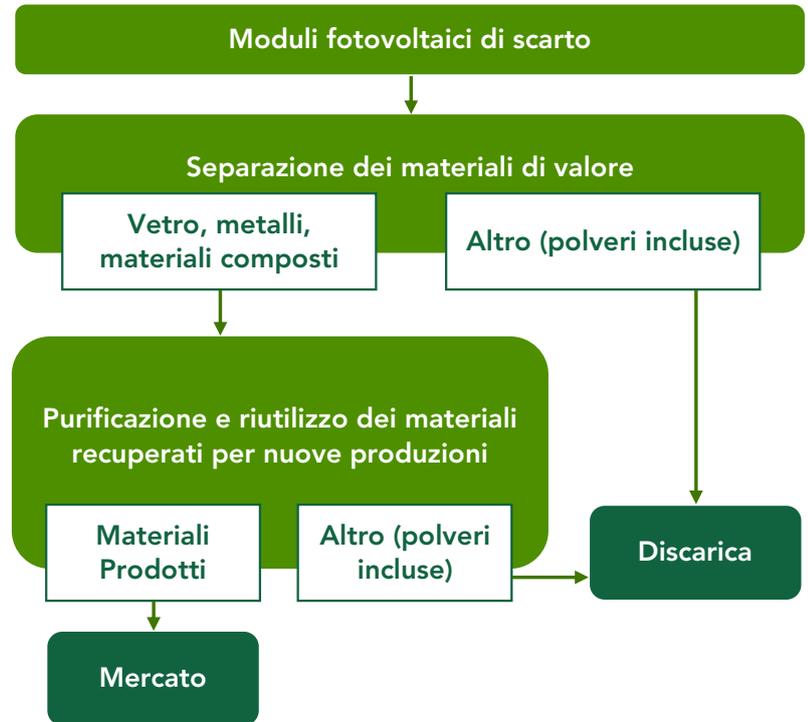
Attualmente **l'Unione Europea ha un quadro normativo per sostenere il riciclaggio tramite la responsabilità estesa del produttore** (Direttiva UE 2012/19), ma la **durata dei pannelli fino a 25-30 anni ha finora limitato l'interesse al tema del fine vita**, che ancora non è incluso nella legislazione di molti Stati. Tuttavia, in alcune aree come Giappone, Australia e alcuni Stati degli USA si stanno iniziando a sviluppare quadri specifici relativi ai rifiuti fotovoltaici.

Il trattamento di fine vita tramite riciclaggio si compone di due fasi principali.

In primis, i moduli di scarto vengono **trasportati in impianti** gestiti da riciclatori o trasformatori intermedi **dove avviene la separazione dei materiali** come vetro, metalli e materiali composti. Il **processo include tre step**:

1. **Disassemblaggio del modulo**, in cui la cornice in alluminio, i cavi e la scatola di giunzione vengono rimossi.
2. **Rimozione dello strato di incapsulante in EVA**, che viene separato da vetro, cella e backsheet tramite **trattamento termico, chimico, meccanico**, o una **combinazione di essi**.
3. **Recupero dei metalli preziosi contenuti nella cella**, quali argento, alluminio e rame.

In secondo luogo, **i materiali recuperati vengono utilizzati per nuovi prodotti dopo la purificazione e la raffinazione** da parte dei produttori di materiali. D'altra parte, **i materiali di scarso valore e le polveri vengono smaltiti** nelle discariche.



Nello **step di disassemblaggio** dei moduli c-Si l'**approccio meccanico** è attualmente il **principale metodo utilizzato**. Consente di ottenere un elevato tasso di riciclaggio, sebbene alcuni materiali potrebbero non essere completamente recuperati.

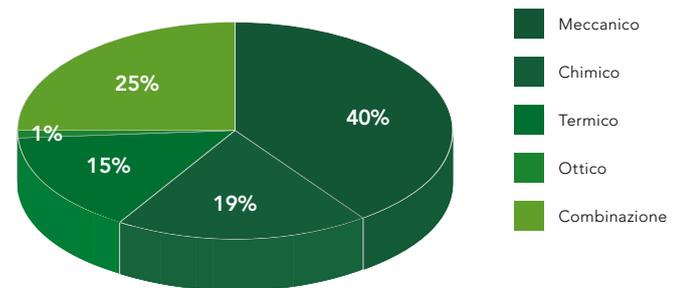
Per la **rimozione dello strato di incapsulante in EVA** vengono utilizzati metodi termici, meccanici e chimici:

- **L'approccio termico prevede l'inserimento dei moduli fotovoltaici in una fornace** dove i componenti polimerici vengono bruciati e le celle di silicio, il vetro e i metalli vengono separati manualmente;
- **Negli approcci chimici i componenti dei moduli fotovoltaici vengono separati tramite immersione in solventi**; è possibile recuperare un elevato numero di celle senza danni, ma è richiesto un **lungo tempo di reazione**;
- **L'approccio meccanico consiste nella frantumazione e raschiatura del vetro e nel taglio dell'incapsulante**. Questo metodo **rompe le strutture laminate** e **richiede successivi passaggi per la separazione** di vetro, metalli e polimeri.

Infine, **il recupero dei metalli dalle celle avviene mediante trattamenti chimici**, ad esempio utilizzando acidi o idrossido alcalino, o viene eseguito direttamente da parte dei raffinatori di metalli.

L'**R&D** si sta focalizzando sulle **metodologie meccaniche** e sulla **combinazione dei diversi approcci**, ma stanno emergendo anche nuovi metodi come quelli ottici basati sull'utilizzo di laser.

QUOTA DI BREVETTI PER APPROCCIO



Il **Design for Recycling (DfR)** è una tecnica di progettazione che **ha l'obiettivo di facilitare il riciclaggio e massimizzare la quantità e qualità dei materiali recuperati** realizzando prodotti incentrati sull'aumento della velocità e della facilità di smantellamento.

L'implementazione del DfR **per un modulo fotovoltaico** è necessaria per **massimizzare il recupero di materiali di alta qualità, ridurre al minimo gli impatti ambientali negativi e oltrepassare barriere al riciclaggio** quali:

- **variabilità tra i moduli** di diversi produttori;
- **forte legame tra i componenti**, necessario al modulo per resistere 20-30 anni alle condizioni atmosferiche.

Le seguenti **linee guida per il DfR** (identificate dall'International Energy Agency) sono applicabili per le tecnologie c-Si:

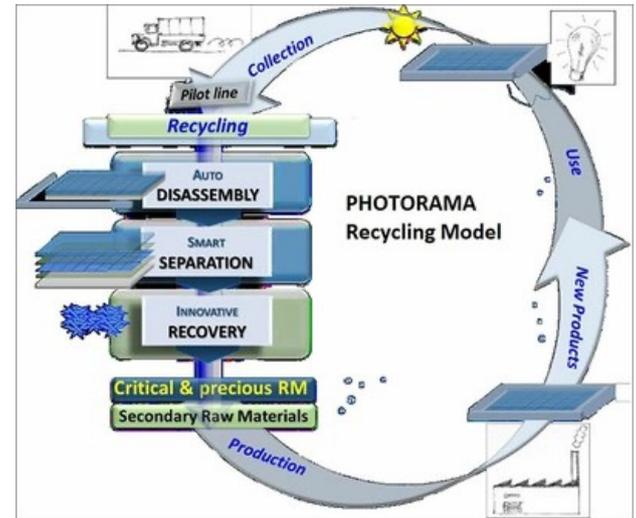
1. **Rendere la composizione dei moduli conoscibile ed accessibile** per rendere i processi di riciclaggio più sicuri ed efficienti;
2. **Considerare che il materiale utilizzato per il backsheet** ha implicazioni sulla la riciclabilità e che alcuni composti (come il polivin-fluoruro - PVF) possono rilasciare gas dannosi durante i processi termici usati per il riciclaggio;
3. **Considerare l'impatto significativo dei metalli sui processi e sui costi di riciclaggio**: la parziale sostituzione dell'argento con il rame (necessaria per sostenere la crescita nella domanda di fotovoltaico) aggiunge complessità al processo;
4. **Ridurre al minimo l'uso di incapsulanti** o utilizzare incapsulanti reversibili, che prevedono l'inserimento di uno strato non adesivo tra incapsulante e cella, per facilitare lo smontaggio dei moduli;
5. **Ridurre il numero e la complessità dei materiali presenta un trade-off** tra riciclabilità e solidità del modulo;
6. **Utilizzare sigillanti innovativi** potrebbe consentire la separazione dei moduli senza danni ai componenti.

Il **progetto PHOTORAMA** ha l'obiettivo di **sviluppare tecnologie innovative per il recupero di materie prime** dai moduli fotovoltaici e di creare una **catena del valore europea per la produzione dei nuovi pannelli secondo una logica circolare**.

Il progetto è finanziato dal programma **Horizon2020** dell'Unione Europea e conta **13 partecipanti** tra istituti di ricerca e aziende. Tra i player italiani vi sono **Enea**, con una ricerca focalizzata a rendere i moduli fotovoltaici più facilmente riciclabili, ed **Enel Green Power**, con il ruolo di **valutare le tecnologie di riciclaggio e l'utilizzo di materie prime recuperate** nella manifattura dei moduli.

Il nuovo processo di riciclaggio segue un'ottica di «**up-cycling**» che prevede il **recupero di materiali e metalli di alto valore** (come alluminio, vetro, silicio e argento).

La tecnologia sviluppata sarà in grado di **recuperare dai moduli quasi il 100% dei materiali** e con un grado di purezza mai raggiunto finora. Verranno applicati un approccio di **delaminazione** per separare in modo efficiente le celle solari dalla lastra di vetro e **processi chimico-fisici innovativi** per evitare l'attuale metodo di triturazione, a causa del quale le celle finiscono in una catena di recupero di basso valore economico («down-cycling»).



4.1



4.2



4.3

LIFE CYCLE ASSESSMENT: EOLICO



LIFE CYCLE ASSESSMENT: EOLICO

OBBIETTIVO E SISTEMA CONSIDERATO

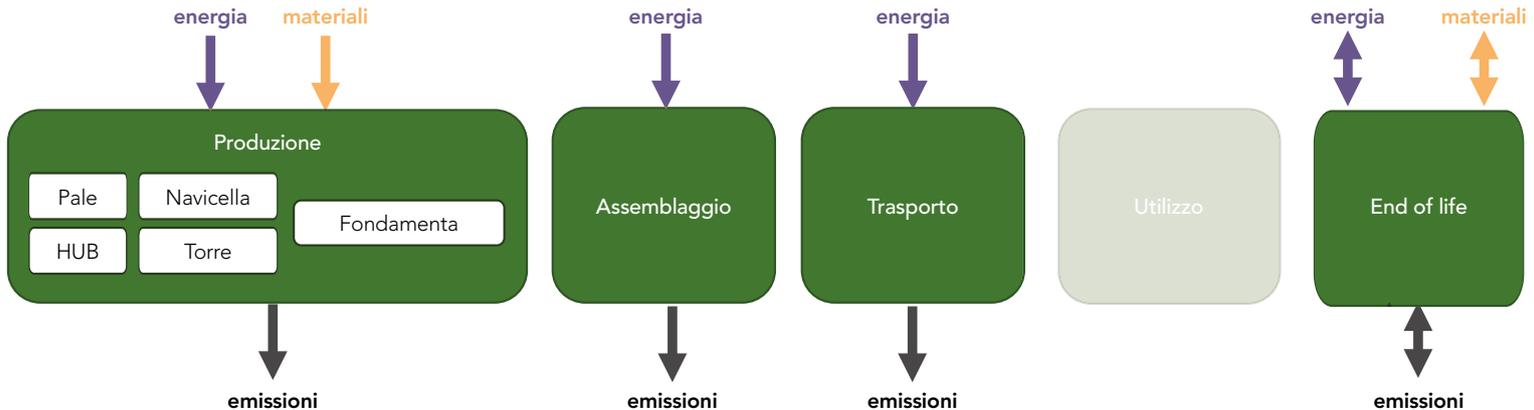
All'interno di questa sezione viene analizzato il ciclo di vita di un impianto di generazione **eolico onshore**.

Le fasi di **Beginning of Life** includono **l'estrazione delle materie prime, la fabbricazione dei componenti, l'assemblaggio dei componenti e il trasporto** verso il luogo di installazione dell'impianto eolico.

- L'impatto ambientale delle fasi BoL viene misurato in termini di **kgCO₂eq/kW**. Inoltre, sarà fornita la misura di **Energy Payback Time**, considerando una producibilità pari a **1700 ore equivalenti** e una **vita utile** dell'impianto pari a **20 anni**.

L'energia assorbita e le emissioni legate alla produzione di elettricità e alle attività di manutenzione sono trascurabili¹; per questo, la **fase di utilizzo (MoL) non viene considerata all'interno dell'analisi**.

Per quanto riguarda l'**EoL**, **si descriveranno le alternative di fine vita** già commerciali nonché le soluzioni a TRL più basso.



(1): A new model for environmental and economic evaluation of renewable energy systems: The case of wind turbines.

EOLICO - BEGINNING OF LIFE

PRODUZIONE E ASSEMBLAGGIO: I COMPONENTI

Per quanto riguarda le **pale**, si considera che siano **costituite per circa il 60% da vetroresina e per il 30% da EPOXY**. Il materiale viene consegnato all'impianto di assemblaggio in rulli dove viene tagliato in pezzi per formare i longheroni e le pale. **Per assemblare le sezioni delle pale e i longheroni viene poi utilizzato del materiale collante.**

All'interno della **navicella** si trovano il **generatore, il riduttore e il trasformatore di bassa tensione**. A completare la navicella, inoltre, vanno considerati il **rivestimento e la struttura**.

Il **hub e il cono** sono generalmente **realizzati rispettivamente in ghisa e in poliestere rinforzato** con vetroresina.

Le **torri** sono fatte di **acciaio**, che viene consegnato al produttore di turbine in piastre. La saldatura, la sabbiatura e il trattamento delle superfici vengono eseguiti nell'impianto di assemblaggio.

Le **fondamenta**, composte da **calcestruzzo e acciaio**, sono generalmente **prodotte in situ**.



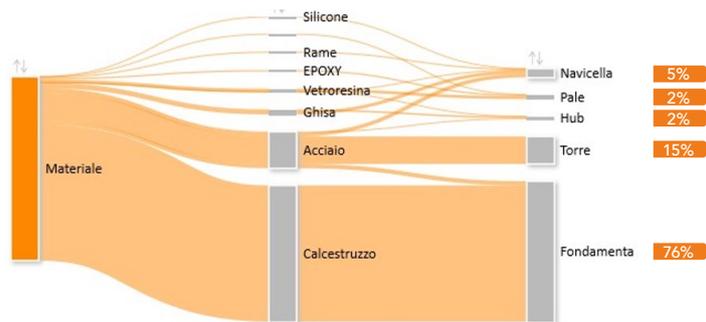
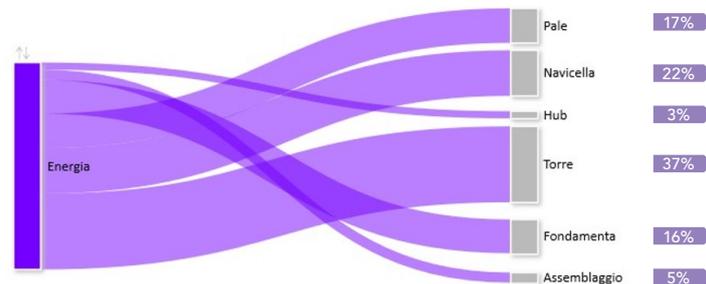
EOLICO - BEGINNING OF LIFE

PRODUZIONE E ASSEMBLAGGIO: CONSUMO DI ENERGIA E DI MATERIALI

L'energia utilizzata per **installare impianti eolici si distribuisce in maniera preponderante** tra la produzione delle **pale**, della **navicella**, della **torre** e delle **fondamenta**.

Il componente che richiede **più impiego di materiale** è rappresentato dalle **fondamenta della turbina**: sono infatti necessari 388 kg/kW di calcestruzzo e oltre 12 kg/kW di acciaio. Come detto, le fondamenta vengono prodotte in situ, e l'impatto dei materiali nella fase di trasporto è piuttosto basso.

In tutti i componenti, ad esclusione delle pale che sono costituite prevalentemente da vetroresina, è **presente l'acciaio**: dei 103 kg/kW di acciaio, il **75% è impiegato nella produzione della torre**, il **20% è distribuito tra fondamenta e navicella** e la quota **restante è utilizzato nell'hub**.

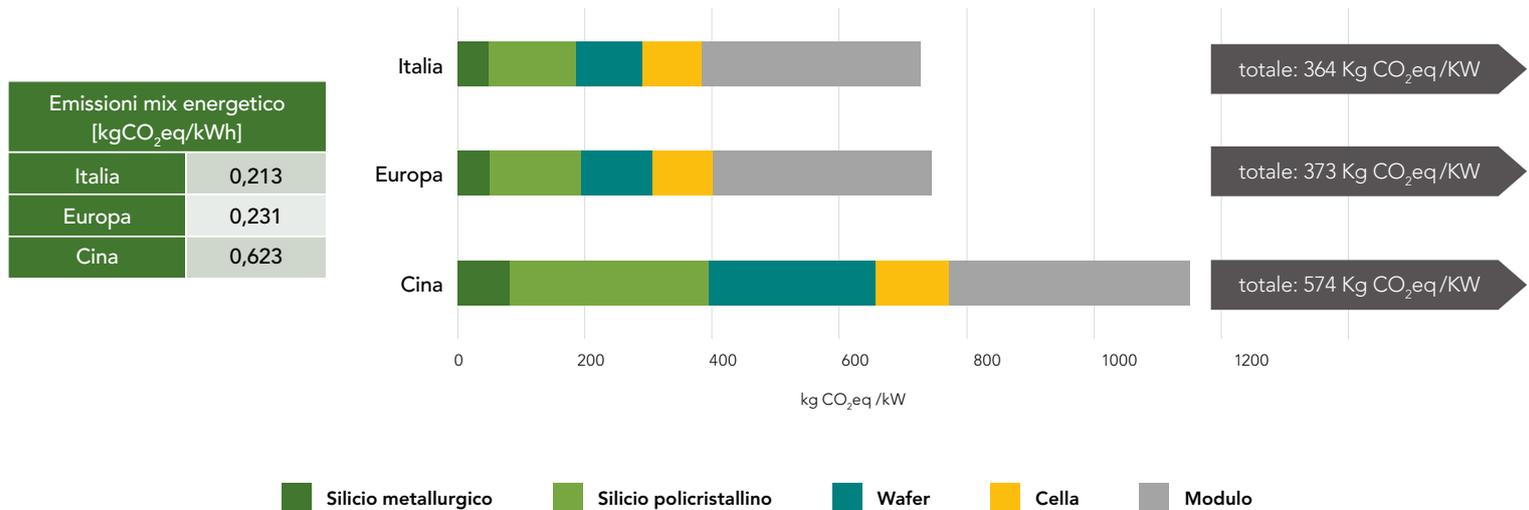


BEGINNING OF LIFE

PRODUZIONE E ASSEMBLAGGIO: EMISSIONI DI CO₂EQ PER KW

Di seguito si riportano le emissioni in termini di **kgCO₂eq per kW** legate alla fase di produzione e assemblaggio a seconda del luogo in cui la turbina eolica viene prodotta.

CONFRONTO DI EMISSIONI TRA I DIVERSI LUOGHI DI PRODUZIONE



Per le operazioni di logistica dall’impianto di produzione delle turbine al luogo di installazione si ipotizza, come nel caso del fotovoltaico, l’utilizzo di due tipologie di trasporto:

- Nave cargo per il **trasporto marittimo**;
- Truck per **trasporto via terra**.

Per l’eolico, tuttavia, si considera l’ipotesi di trasporto via nave anche per le turbine prodotte in Europa, date le dimensioni.

La distanza percorsa via terra viene ipotizzata pari a 550 km in tutti gli scenari: si assume che siano percorsi 50 km per il trasporto delle fondamenta e 500 km per il trasporto delle componenti della turbina eolica in Italia (sia che questa venga prodotta direttamente in Italia, sia che venga prima trasportata via nave e scaricata in un porto italiano).

Paese di produzione	Cina		Europa		Italia	
	Truck	Cargo	Truck	Cargo	Truck	Cargo
Turbina	65	2612	65	718	65	-
Fondamenta	20	-	20	-	20	-
Totale [t*km/kW]	85	2612	85	718	85	-



61 kg CO₂eq/kW



30 kg CO₂eq/kW



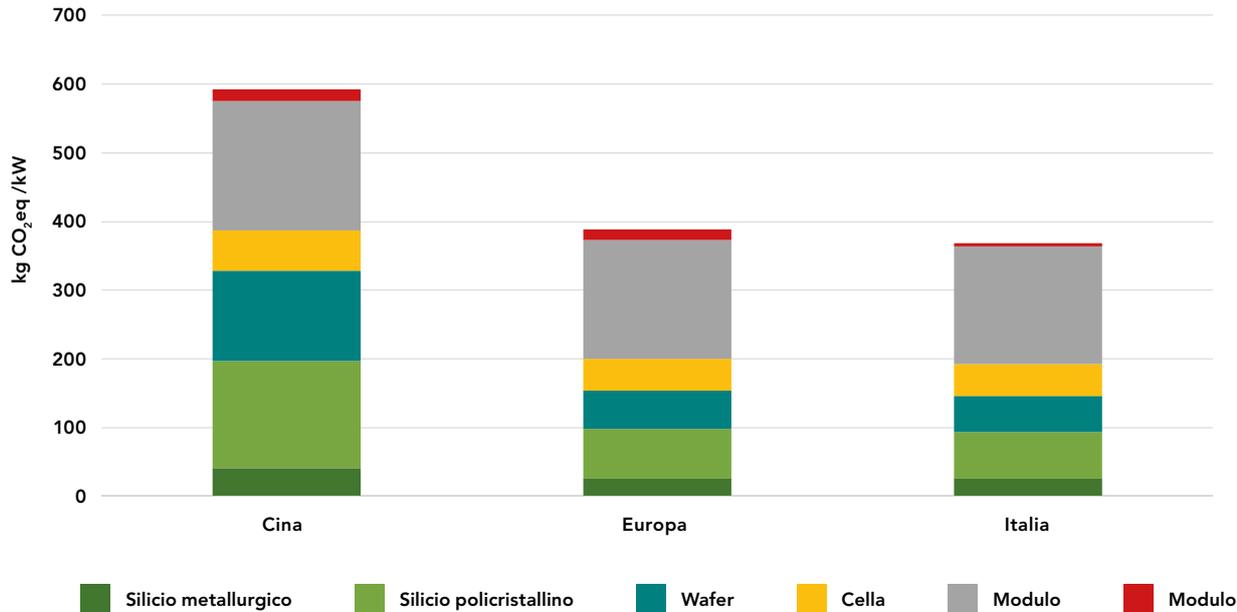
18 kg CO₂eq/kW

BEGINNING OF LIFE

IL QUADRO DELLE EMISSIONI

Il grafico riporta il **confronto tra le emissioni di CO₂eq** associate ad 1 kW di potenza legate alle fasi di produzione, assemblaggio e trasporto di un impianto eolico un **in base al mix energetico della località** di produzione.

CONFRONTO DELLE EMISSIONI DI PRODUZIONE E TRASPORTO



BEGINNING OF LIFE

ENERGY PAYBACK TIME (EPBT) E CARBON PAYBACK TIME (CPBT)

Tramite l'**EPBT** si procede alla valutazione del **tempo necessario affinché l'impianto eolico produca una quantità di energia pari a quella utilizzata per la sua realizzazione e il successivo trasporto.**

Tramite il **CPBT** è possibile valutare il tempo necessario affinché le emissioni dell'impianto eolico siano compensate dalle mancate **emissioni** che sarebbero prodotte dalle fonti tradizionali.

Per il calcolo dell'energia prodotta dall'impianto eolico si considera **una vita utile di 20 anni** e una **producibilità pari a 1700 ore equivalenti.**

kWh consumati/kW	Cina	Europa	Italia
Totale	1920	1799	1753
	Italia		
kWh prodotti all'anno/kW	1700		
	Cina	Europa	Italia
EPBT [anni]	1,29	1,05	1,03
CPBT [anni]	0,15	0,06	0,05

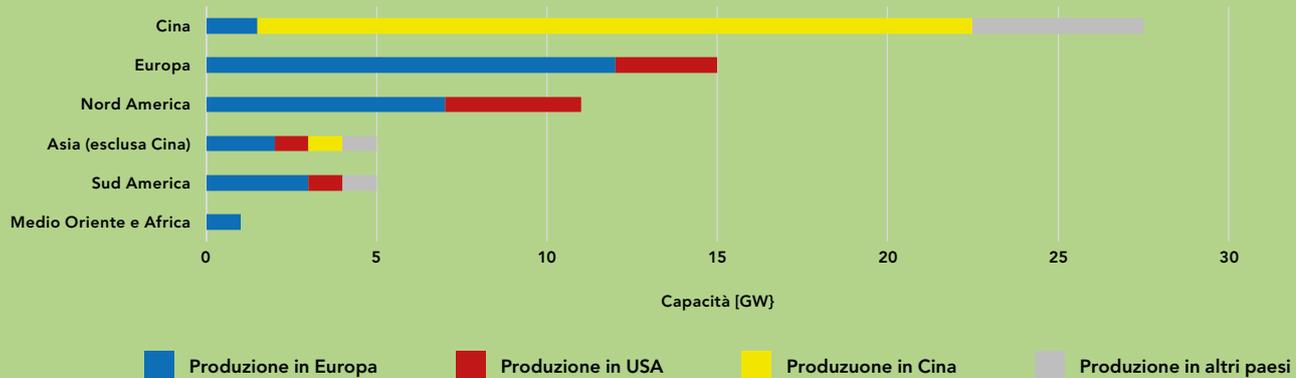
I risultati mostrano che poco **più di un anno di esercizio è sufficiente** a generare tutta l'energia necessaria per la costruzione e il trasporto degli impianti. Nello scenario peggiore, corrispondente alla produzione dell'impianto in Cina, appena **due mesi di generazione sono sufficienti a compensare le emissioni che sarebbero prodotte con l'attuale mix energetico italiano.**

BOX 2: ORIGINE DEI PRODUTTORI DI TURBINE EOLICHE

Ci sono dieci aziende produttrici che **coprono l'88% della domanda di turbine eoliche a livello globale**. Cinque di queste aziende hanno sede nell'Unione Europea: Vestas, Siemens, Gamesa Renewable Energy, Enercon, Nordex SE, e GE Renewable Energy. Inoltre, l'Europa ospita due dei cinque principali produttori di turbine eoliche offshore, MHI, Vestas e Siemens Gamesa Renewable Energy.

Le turbine installate in Europa sono per l'80% prodotte in Europa; la restante parte proviene dagli Stati Uniti.

CAPACITÀ INSTALLATA AL 2019 E ORIGINE DEI PRODUTTORI DI TURBINE EOLICHE



Oggi circa **l'85-90% della massa totale delle turbine eoliche può essere riciclata**. Per la maggior parte dei componenti di una turbina eolica - **le fondamenta, la torre e i componenti della navicella** - **esistono pratiche di riciclaggio consolidate**. Le materie prime di questi componenti trattengono un valore non trascurabile per i mercati secondari:

- **L'acciaio delle torri è riciclabile al 100%** e può essere impiegato nuovamente senza perdite di qualità. Oltre al processo di riciclaggio, quindi, anche il mercato per l'acciaio riciclato è ben consolidato.
- **Il trattamento delle fondamenta varia di paese in paese**. In alcune nazioni le fondamenta vanno rimosse e il calcestruzzo può essere riciclato come aggregato per materiali da costruzioni di edifici o strade. In altri paesi le fondamenta possono essere – in parte o completamente – lasciate in situ poiché la rimozione porterebbe un maggior impatto ambientale.

Le pale delle turbine eoliche sono più difficili da riciclare, soprattutto a causa dei materiali compositi usati nella loro produzione. Ad oggi, le tecnologie che possono essere utilizzate per riciclare le pale non sono ancora ampiamente disponibili né tantomeno competitive in termini economici.

Questa sezione descrive le diverse alternative di trattamento per il fine vita delle pale, in quanto elemento più critico degli impianti eolici. Inoltre, verranno esaminati i futuri approcci alla progettazione delle pale (**ecodesign**) volte a migliorare la circolarità degli impianti eolici.

Come detto, il primo passo per una gestione corretta del fine vita è la prevenzione dei rifiuti provenienti dalle pale attraverso la riduzione e la sostituzione di materiali nella fase di design. Per **ecodesign si intende l'integrazione degli aspetti ambientali nella fase di progettazione del prodotto con l'obiettivo di migliorare le prestazioni ambientali durante il suo intero ciclo di vita**. L'*ecodesign* può avere **diversi obiettivi** specifici tra cui il risparmio nell'impiego di materiali, il risparmio nell'utilizzo di energia e il riutilizzo del prodotto. Per le pale eoliche, questi obiettivi si focalizzano su:

Design per la conservazione delle materie prime attraverso:

- **Riduzione della massa** e, di conseguenza, del materiale da riciclare;

Design per favorire il riutilizzo attraverso:

- **Diminuzione del *failure rate*** ed estensione della durata della vita utile. In questo senso, i test di qualità e le certificazioni giocano un ruolo importante: i guasti delle pale non sono sempre presi in considerazione nella fase di test, poiché gli standard di qualità si basano spesso su dati storici del passato e quindi non sono aggiornati per le pale di grandi dimensioni (> 50m). Gli standard di qualità di test e certificazioni più recenti come il DNVGL-ST-0376 e il IEC 61400-5 aprono un potenziale per il design di pale con vita utile più lunga e quindi sostenibile;
- **Modularizzazione delle pale** per un facilitare l'aggiornamento delle pale esistenti con nuove versioni più efficienti.

Per estendere la vita utile della pala e permetterne il **riutilizzo**, la manutenzione e la riparazione sono fondamentali, ad esempio:

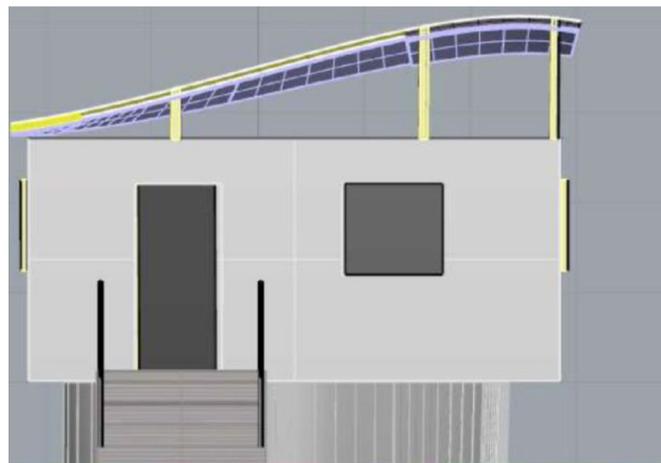
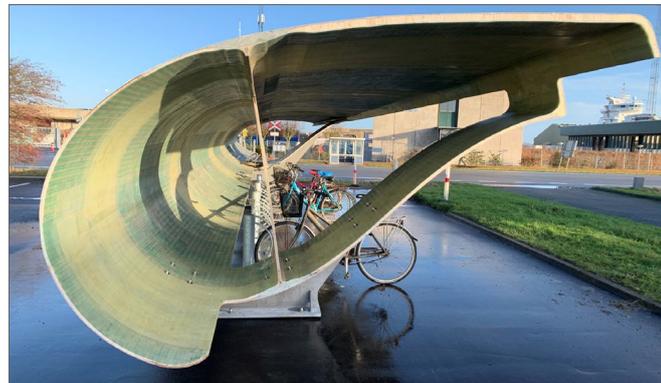
- DNV-GL ha sviluppato uno standard per l'estensione della durata di vita delle turbine eoliche (DNVGL-ST-0262);
- La Commissione Elettrotecnica Internazionale (IEC) sta attualmente sviluppando uno standard per la gestione del ciclo di vita e l'estensione della vita degli asset eolici (IEC TS 61400-28).
- Infine, diverse aziende europee e nordamericane hanno creato attività per la vendita di turbine e componenti ricondizionati.

Per **repurposing** si intende il riutilizzo di una parte esistente della pale in un'applicazione diversa dalla produzione di energia elettrica; solitamente l'applicazione della seconda vita ha un valore economico inferiore rispetto alla prima.

Esempi di *repurposing* per le pale eoliche sono:

- Riutilizzo delle pale per parchi giochi o arredo urbano;
- Parti strutturali specifiche della pala possono anche essere riutilizzate per strutture edilizie, ad esempio ripari per biciclette, ponti, passerelle e per un riutilizzo in ambito edile.

Tuttavia, **ad oggi gli esempi di riuso rappresentano progetti dimostrativi che difficilmente saranno una soluzione su larga scala a causa dei volumi attesi in futuro.**



Oggi, la principale tecnologia per il riciclaggio dei rifiuti compositi è il **co-trattamento del cemento**. I materiali compositi possono anche essere riciclati o recuperati attraverso processi di **macinazione meccanica, termici (pirolisi, fluidised bed)**, termochimici (**solvolisi**), o **elettromeccanici (frammentazione ad alta tensione)** o una combinazione di questi.

Queste alternative sono disponibili a diversi livelli di maturità e non tutte sono disponibili su scala industriale, come mostrato dai livelli di prontezza tecnologica (TRL) presentati nelle tabelle seguenti per ognuno dei metodi di trattamento. Tali metodi variano anche nei loro **effetti sulla qualità della fibra (lunghezza, forza, proprietà di rigidità)**, influenzando così l'applicazione che può essere data alle fibre riciclate.

È da precisare inoltre che all'interno del calcolo di LCA del presente report è stata considerata la vetroresina come **costituente di rinforzo** della pala eolica, **in quanto materiale più utilizzato sul mercato**. Tuttavia, seppur in misura minore, **anche le fibre di carbonio vengono impiegate per la produzione di pale (in particolare per i longheroni)**: il carbonio offre una resistenza e rigidità maggiore a fronte di un costo elevato che di fatto ad oggi rappresenta una barriera per l'impiego di questo tipo di fibra nell'industria delle turbine eoliche.

Nel co-trattamento del cemento, **la fibra della pala viene riciclata come componente da utilizzare nelle miscele di cemento (clinker di cemento).**

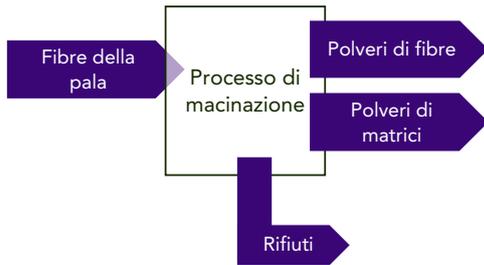
Il co-trattamento del cemento offre un'opzione scalabile per il trattamento dei rifiuti compositi. Inoltre, la supply chain è corta e semplice: le pale possono essere scomposte vicino al luogo di smantellamento della turbina, facilitando così il trasporto all'impianto di trattamento. Sebbene sia molto promettente in termini di economicità ed efficacia, in questo processo la forma della fibra della vetroresina viene compromessa, impedendo il riutilizzo in altre applicazioni in cui è richiesto l'impiego di materiali compositi.



TRL	VANTAGGI	SVANTAGGI	PUNTI DI ATTENZIONE
9	<ul style="list-style-type: none"> • Efficiente, veloce e scalabile; • Possibilità di processare grandi quantità; • Riduzione delle emissioni di CO₂ del processo di produzione del cemento fino al 16%; • Nessun residuo di cenere. 	<ul style="list-style-type: none"> • Perdita delle proprietà di forma della fibra. 	<ul style="list-style-type: none"> • Emissioni di agenti inquinanti e particolato (con possibilità di accorgimenti di mitigazione prevista dalla direttiva Industrial Emissions Directive); • Adatto unicamente alla vetroresina.

La macinazione meccanica è una tecnologia comunemente usata per il basso costo e il basso fabbisogno energetico. Tuttavia, **diminuisce drasticamente il valore dei materiali riciclati**. I prodotti riciclati, fibre corte e matrici macinate (polveri), possono essere utilizzati rispettivamente come rinforzo o riempimento:

- **A causa del deterioramento delle proprietà meccaniche, l'utilizzo delle fibre corte come materiale di riempimento è estremamente limitato** nei compositi termoindurenti (meno del 10%);
- Per il riutilizzo delle fibre **come rinforzo in applicazioni termoplastiche, la variazione di composizione e la potenziale contaminazione con particelle di resina ha un impatto negativo** sulla velocità del processo di produzione e **sulla qualità del materiale**.

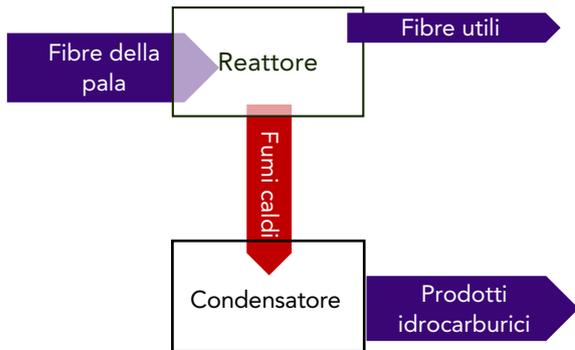


TRL	VANTAGGI	SVANTAGGI	PUNTI DI ATTENZIONE
<p>Vetroresina: 9</p> <p>Fibre di carbonio: 6/7</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Tassi di rendimento elevati. 	<ul style="list-style-type: none"> • Processo non competitivo rispetto all'utilizzo di materia prima vergine; • Qualità del prodotto riciclato bassa a causa delle impurità; • Fino al 40% dei materiali viene scartato. 	<ul style="list-style-type: none"> • Richiede strutture dedicate con aree coperte a causa per limitare la dispersione di polvere.

La **pirolisi** è un processo di riciclaggio termico che permette il recupero della fibra sotto forma di cenere e della matrice polimerica sotto forma di prodotti idrocarburici:

- Le matrici vengono trasformate in polveri o oli, potenzialmente utilizzabili come additivi e riempitivi.
- La superficie della fibra è spesso danneggiata a causa delle alte temperature, con conseguente diminuzione delle proprietà meccaniche.

La fattibilità economica dipende dalla scala e dalle possibilità di riutilizzo delle sostanze chimiche ottenute dalla matrice. Ad oggi, questa tecnologia di riciclo è economicamente sostenibile solo per le fibre di carbonio. Tuttavia, attualmente non è implementata su larga scala poiché i volumi di compositi a fibre di carbonio sono bassi.



TRL	VANTAGGI	SVANTAGGI	PUNTI DI ATTENZIONE
9	<ul style="list-style-type: none"> • I prodotti idrocarburici possono essere usati come fonte di energia; • Facilmente scalabile; 	<ul style="list-style-type: none"> • La fibra prodotta può contenere impurità; • Perdita di resistenza della fibra a causa dell'alta temperatura 	<ul style="list-style-type: none"> • Economicamente valido per il recupero della fibra di carbonio.

END OF LIFE

FRAMMENTAZIONE AD ALTA TENSIONE

La **frammentazione a impulsi ad alta tensione** è un processo elettromeccanico che separa efficacemente le matrici dalle fibre con **l'uso dell'elettricità**. Tuttavia, solo le fibre corte possono essere recuperate dal processo e ottenere fibre di qualità richiede elevate quantità di energia.

Rispetto alla macinazione meccanica, la qualità delle fibre ottenute è superiore poiché le fibre sono più lunghe e pulite.



TRL	VANTAGGI	SVANTAGGI	PUNTI DI ATTENZIONE
6	<ul style="list-style-type: none">• Potenzialmente scalabile;• Bassi investimenti richiesti per raggiungere il prossimo TRL.	<ul style="list-style-type: none">• Ad oggi sono disponibili solo progetti pilota.	<ul style="list-style-type: none">• Le installazioni potrebbero non arrivare in tempo utile per riciclare l'attuale stock di turbine eoliche.

La **solvolisi** è un trattamento chimico in cui i solventi (acqua, alcool e/o acido) sono usati per rompere i legami della matrice a temperature e pressioni specifiche.

Rispetto alle tecnologie termiche, la solvolisi richiede temperature più basse per decomporre le resine, con una conseguente minore degradazione delle fibre.

Ad oggi, **solo le fibre di carbonio sono riciclate attraverso la solvolisi**. Tuttavia, non è attualmente implementata su larga scala poiché i volumi dei compositi a fibre di carbonio sono bassi.



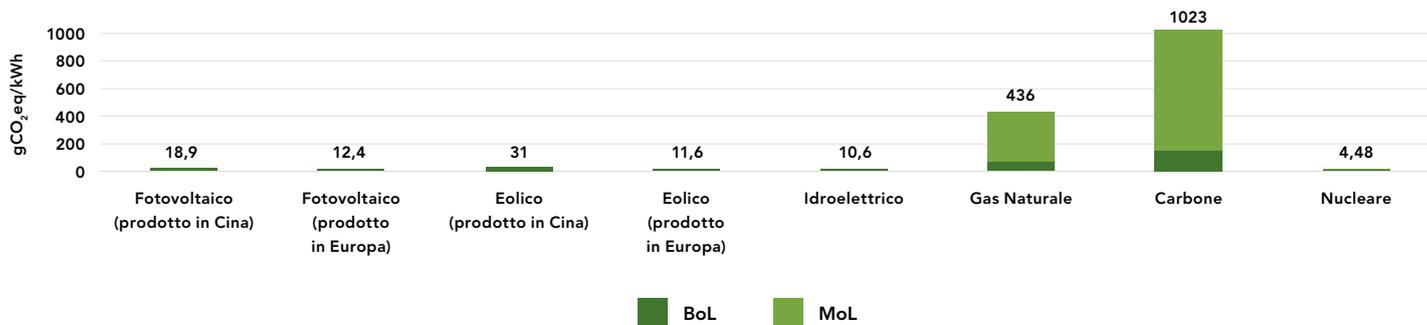
TRL	VANTAGGI	SVANTAGGI	PUNTI DI ATTENZIONE
5/6	<ul style="list-style-type: none"> Recupero di fibre pulite in tutta la loro lunghezza. Vengono utilizzati solventi a basso rischio 	<ul style="list-style-type: none"> Alto consumo di energia a causa dell'alta temperatura e dell'alta pressione di alcuni processi Utilizzo di grandi volumi di solventi (anche se recuperabili e reintegrabili nel processo) 	<ul style="list-style-type: none"> Ad oggi solo le fibre di carbonio possono essere riciclate attraverso questo processo.

Da un confronto tra le tecnologie di generazione emerge che **le emissioni di gCO₂eq/kWh prodotte durante il ciclo vita di impianti fotovoltaici ed eolici sono nettamente inferiori alle emissioni prodotte dagli impianti a fonti fossili**. Infatti, l'impatto della fase BoL degli impianti a gas è di oltre 11 e 19 volte superiore a quella di eolico e fotovoltaico (nello scenario peggiore corrispondente alla produzione dell'impianto in Cina), mentre l'impatto degli impianti a carbone di 28 e 46 volte.

A questo si aggiunge che **durante la fase di generazione di elettricità (MoL), gli impianti a fonti fossili producono la maggior parte di gCO₂eq/kWh del proprio ciclo vita** (85% delle emissioni totali prodotte da un impianto a gas e 86% di un impianto a carbone). Al contrario, **l'impatto delle fonti rinnovabili durante la fase di generazione è trascurabile**.

L'energia nucleare produce emissioni di Co₂eq inferiori a tutte le altre fonti considerate. Tuttavia causa un impatto superiore alle fonti rinnovabili in termini di *ionising radiation* e la sua **diffusione è limitata** da alcuni ostacoli tra cui **l'accettazione pubblica, gli alti costi iniziali e lo smaltimento delle scorie radioattive**.

CONFRONTO TRA LE EMISSIONI PRODOTTE DAI DIVERSI IMPIANTI DI GENERAZIONE ELETTRICA



Dall'analisi LCA svolta per i **moduli fotovoltaici** risulta che **la produzione in Cina e il successivo trasporto verso l'Italia causano quasi il doppio delle emissioni (592 g_{CO₂eq}/kW) rispetto alla fabbricazione in Europa (389 g_{CO₂eq}/kW) e in Italia (368 g_{CO₂eq}/kW)** a causa della maggiore quantità di emissioni al kWh generata dal mix energetico cinese. Tuttavia, **la produzione di fotovoltaico si trova prevalentemente localizzata in Cina**, che ricopre più del 60% del mercato globale.

Per quanto riguarda l'**eolico**, la fabbricazione cinese risulta nuovamente l'opzione più impattante a livello di emissioni di gCO₂eq/kW. In questo caso, **la produzione e il trasporto delle turbine dalla Cina comporta più del doppio delle emissioni (1115 g_{CO₂eq}/kW) rispetto agli scenari europeo (424 g_{CO₂eq}/kW) e italiano (382 g_{CO₂eq}/kW)**, con un aumento del differenziale di emissioni tra Cina e Europa causato dalla maggiore quantità di energia elettrica richiesta nel processo produttivo delle turbine. In questo caso però **si sottolinea come la maggior parte delle turbine utilizzate in Europa provengano dall'Europa stessa o dagli Stati Uniti**, mentre le turbine prodotte in Cina siano impiegate nel continente asiatico.

Diverse alternative si stanno diffondendo per **la gestione del fine vita (End of Life)** di impianti fotovoltaici ed eolici: secondo la "gerarchia dei rifiuti" dell'Unione Europea **prevenzione e riutilizzo sono le alternative preferibili, seguite da repurpose e riciclaggio**, che risulta attualmente applicabile ad una quota di almeno l'80% di moduli e turbine.

Confrontando le differenti tecnologie per la produzione di energia elettrica emerge come alle tecnologie rinnovabili sia associata una quota inferiore di emissioni al kWh di elettricità prodotta rispetto alle fonti fossili, anche considerando solo la fase di Beginning of Life (i.e., produzione e trasporto), gap che si amplia ulteriormente allargando l'analisi alla fase di Middle of Life (i.e., utilizzo).

5. GLI SCENARI FUTURI DI MERCATO

PARTNER



PATROCINATORI



La quinta sezione del Rapporto ha l'obiettivo di:

- stimare gli **scenari di mercato «tendenziali»**, costruiti proiettando l'andamento delle installazioni degli ultimi anni e considerando l'impatto del nuovo contingente assegnato dal Decreto FER-1 e dal PNRR, e lo **scenario «auspicabile»**, che indica la quota di installazioni idealmente necessaria per raggiungere il target fissato dal PNIEC;
- esporre le azioni necessarie d punto di vista di normativa, sostenibilità economica e sistema elettrico, e analizzare la loro evoluzione durante l'ultimo triennio;
- delineare possibili scenari nel lungo periodo in termini di mix energetico e confrontarli con gli **obiettivi di decarbonizzazione** del sistema economico applicati nel nostro Paese.

Ripercorrendo i risultati delle analisi svolte nei precedenti capitoli del Report si possono individuare diverse evidenze rilevanti per uno sviluppo strutturato del settore delle rinnovabili in Italia:

Le installazioni complessive nel 2021 hanno ripreso la tendenza precedente alla pandemia da Covid-19, dopo un rallentamento registrato nel 2020. **Il quadro delle rinnovabili in Italia rimane comunque «critico»** poiché le installazioni mantengono un ritmo lento, mentre gli obiettivi di decarbonizzazione europei diventano sempre più sfidanti.

Le problematiche relative alle tempistiche degli iter di autorizzazione sono in parte state affrontate dalle normative emesse tra il 2021 e l'inizio del 2022, ma **manca ancora un approccio sistemico** alla questione, e ciò rischia di portare ad un impatto limitato o comunque più lento delle nuove disposizioni pubblicate.

Riguardo la normativa, un'ulteriore tema rilevante è lo **stallo che si genera nel mercato ogni volta che una normativa viene modificata**, sia per la necessità di adattamento della filiera, sia per le tempistiche necessarie alla pubblicazione delle provvedimenti attuativi e regolatori. Tutto ciò pesa sul mercato in questo periodo di transizione.

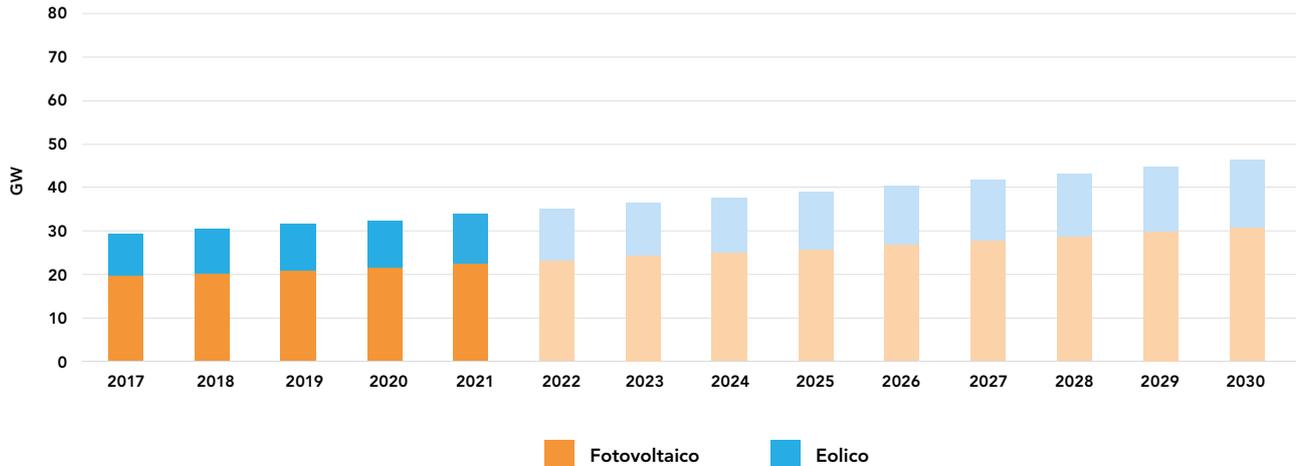
Contemporaneamente lo **scenario internazionale è in continuo e veloce mutamento**, e le problematiche legate alla **pandemia** si sono innestate in nuove problematiche legate alla guerra in Ucraina, che ha cambiato drasticamente i temi sul tavolo nel mercato del gas, e di conseguenza di quello elettrico, nel giro di pochi mesi.

GLI SCENARI FUTURI DI MERCATO

LO SCENARIO TENDENZIALE

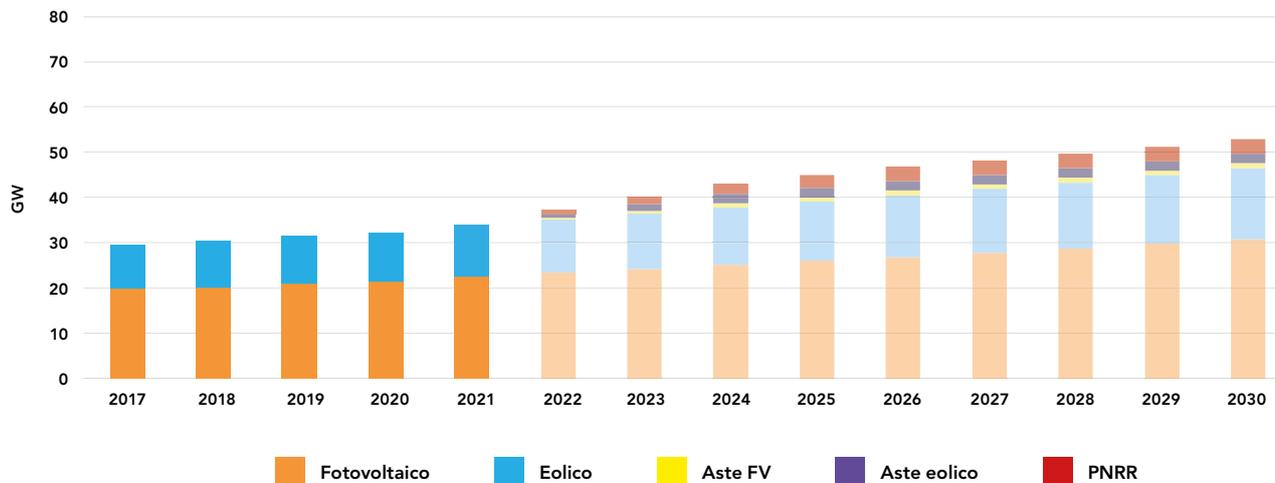
Come ampiamente descritto dalle varie analisi di settore, la **proiezione dell'attuale tasso di installazione porterebbe a risultati del tutto insoddisfacenti sul medio periodo**, rendendo impossibile il raggiungimento degli obiettivi al 2030. Concentrandoci su fotovoltaico ed eolico e prendendo come riferimento le installazioni dell'**ultimo quadriennio**, infatti, si raggiungerebbe un parco installato al **2030** di circa **46,4 GW**, di cui 30,8 GW di fotovoltaico e 15,6 GW di eolico.

SCENARIO TENDENZIALE



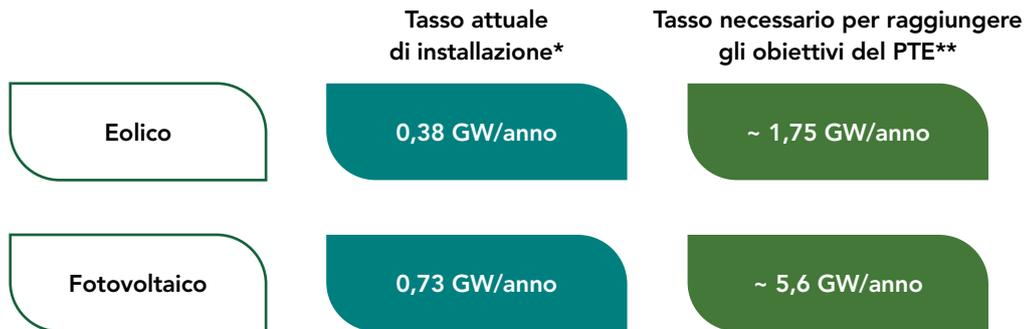
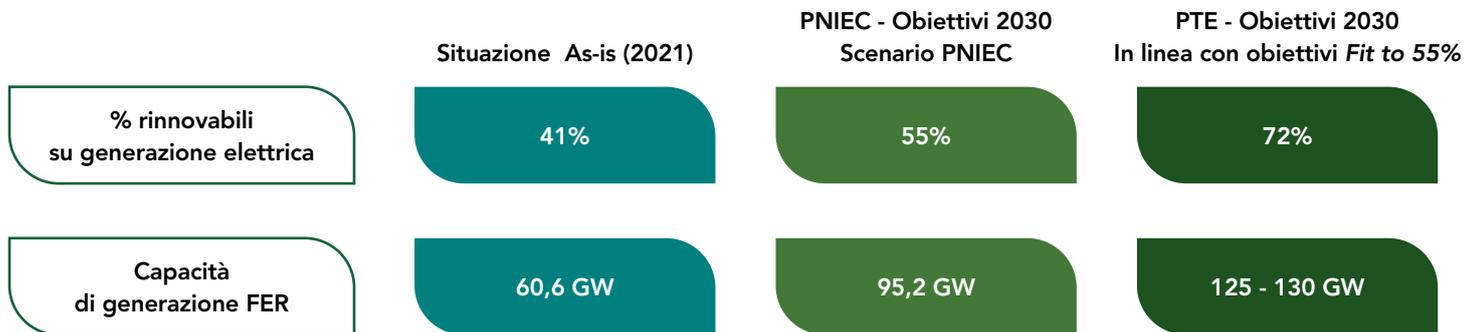
Il quadro non cambia significativamente aggiungendo l'effetto dell'entrata in esercizio degli impianti che hanno partecipato con successo alle aste del Decreto FER-1 del 2021 e degli investimenti previsti dal PNRR.

SCENARIO TENDENZIALE CON EFFETTO DEL DECRETO FER-1 E DEL PNRR



GLI SCENARI FUTURI DI MERCATO

LO SCENARIO AUSPICABILE – GLI OBIETTIVI



(*): il tasso considera la media annuale della nuova capacità installata per il periodo 2018-2021.

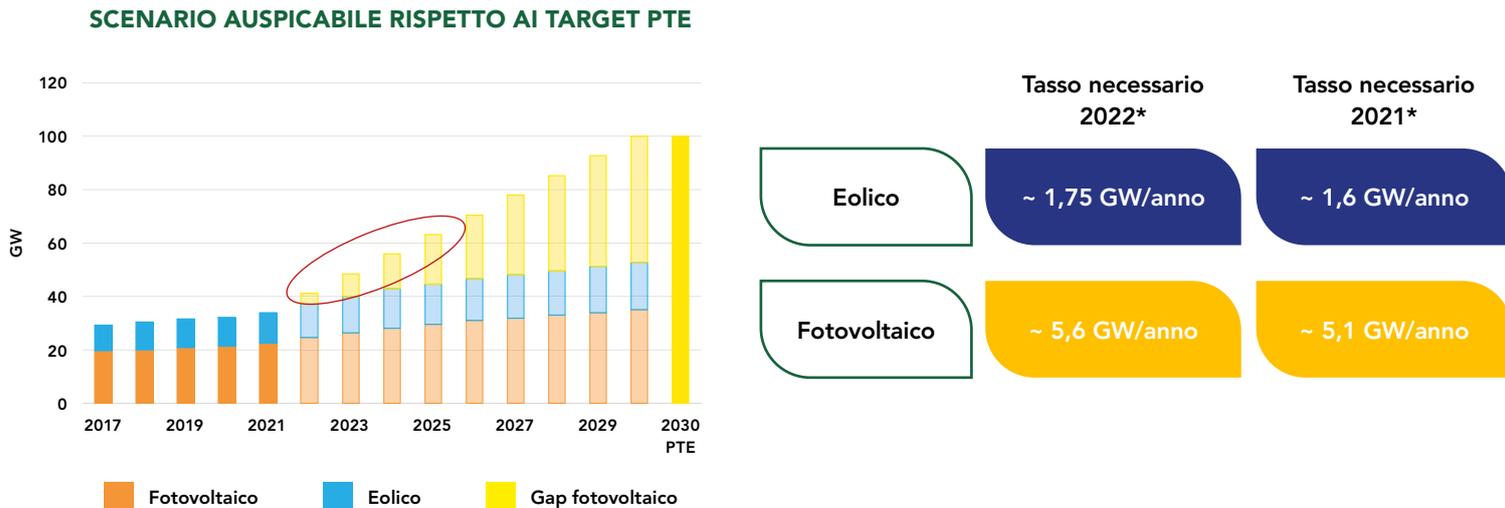
(**): la ripartizione tra eolico e fotovoltaico è stata calcolata ipotizzando trascurabile l'incremento di installazione di potenza idroelettrica e di bioenergie e mantenendo la proporzione prevista dal PNIEC tra potenza installata fotovoltaica ed eolica.

GLI SCENARI FUTURI DI MERCATO

LO SCENARIO AUSPICABILE – GLI OBIETTIVI

Per raggiungere gli obiettivi del PTE serve un **rilevante cambio di passo rispetto ai tassi attuali di installazione**, come indicato dal grafico.

Rimandare ulteriormente questo cambio di passo porta ad un continuo incremento del tasso necessario a raggiungere gli obiettivi al 2030. Ad esempio, il tasso annuale di installazione necessario calcolato nel 2021 era di 5,1 GW/anno per il fotovoltaico e 1,6 GW/anno per l'eolico ma, non essendo stato mantenuto questo andamento nel 2021, il tasso calcolato al 2022 è incrementato, raggiungendo 5,6 GW/anno per il fotovoltaico e 1,75 GW/anno per l'eolico.



(*): la ripartizione tra eolico e fotovoltaico è stata calcolata ipotizzando trascurabile l'incremento di installazione di potenza idroelettrica e di bioenergie e mantenendo la proporzione prevista dal PNIEC tra potenza installata fotovoltaica ed eolica.

BOX 1: LA PROPOSTA DI ELETTRICITÀ FUTURA PER 60 GW DI NUOVI IMPIANTI RINNOVABILI

Per **contrastare l'emergenza energetica dovuta all'aumento del prezzo del gas**, dal quale viene prodotto ancora quasi il 50% dell'elettricità in Italia, a febbraio 2022 Elettricità Futura ha presentato la **proposta di realizzare nei prossimi 3 anni 60 GW di nuovi impianti rinnovabili**.

La loro implementazione permetterebbe di **risparmiare 15 miliardi di metri cubi di gas ogni anno**, pari al **20% del gas importato**. Inoltre, rappresentando circa il 70% del mercato elettrico italiano, Elettricità Futura afferma come il settore sia pronto a **investire 85 miliardi di euro durante i prossimi 3 anni** per installare i 60 GW di nuovi impianti rinnovabili, creando **80.000 nuovi posti di lavoro**, dando slancio all'economia italiana e rendendo il paese più indipendente dal punto di vista energetico.

La lentezza delle installazioni è infatti dovuta alla **burocrazia italiana**, che costituisce il **caso peggiore in Europa**: quasi il 50% dei progetti rinnovabili non viene realizzato a causa dell'eccessiva burocrazia, mentre per il restante 50% **il processo autorizzativo ha una durata media di 7 anni contro la durata di 1 anno prevista dalla normativa**. L'installazione dei 60 GW di nuova capacità rinnovabile in 3 anni è ritenuta fattibile da Elettricità Futura a patto che vi sia una **straordinaria opera di semplificazione del permitting**, che la **distribuzione sul territorio** della nuova capacità rinnovabile sia **ben governata** e che si proceda parallelamente al **rafforzamento delle reti** e all'installazione della **nuova capacità di accumulo** necessaria.

A scampo di ritardi autorizzativi, risulterebbe invece **possibile installare i 20 GW di rinnovabili preventivati per ogni anno**, considerando che già dieci anni fa furono installati oltre 11 GW basati su tecnologie meno performanti e sistemi di installazione meno efficienti. Inoltre, viene sottolineato da Elettricità Futura come **le nuove installazioni comporterebbero un limitatissimo uso del suolo**: se 48 dei 60 GW fossero di fotovoltaico e realizzati interamente su aree agricole, caso del tutto ipotetico, si utilizzerebbe lo 0,3% della superficie agricola totale oppure l'1,3% della superficie agricola ad oggi abbandonata.

La tabella sottostante riporta una **raccolta di proposte, provenienti dagli operatori, effettuata all'interno dell'edizione 2019 del Renewable Energy Report**, con la quale erano state individuate le **principali barriere da superare** affinché si potesse assistere ad un «cambio di passo» nelle installazioni di impianti a fonte rinnovabile (e negli interventi sugli impianti esistenti) in Italia.

Erano emerse barriere appartenenti a tre categorie principali, che spaziano tra gli **aspetti puramente normativo-regolatori** (prima tra tutti la difficoltà e i tempi necessari a precorrere con successo l'iter autorizzativo) ad **aspetti riguardanti la sostenibilità economica** (come l'incertezza sull'andamento futuro dei prezzi) e **temi relativi al sistema elettrico nel suo complesso** (come la necessità di adeguare la rete all'incremento delle FER).

NORMATIVA

- Tempistiche iter burocratico
- Limitazioni normative per le configurazioni «one-to-many»
- Esclusione delle FER dalla fornitura di servizi di rete
- Identificazione di siti idonei alla costruzione di nuovi impianti

SOSTENIBILITÀ ECONOMICA

- Incertezza sull'andamento futuro dei prezzi dell'energia
- Difficoltà nella realizzazione di PPA
- Assenza di aste nel lungo periodo
- Elevato costo dei sistemi di accumulo

SISTEMA ELETTRICO

- Capacità di trasporto della rete elettrica
- Elevata differenza nei prezzi di acquisto tra le zone
- Partecipazione dei sistemi di accumulo al MSD

Come precedente mostrato, e come è lecito aspettarsi, maggiore è il numero di anni nei quali i tassi di incremento della capacità rinnovabile installata non sono sufficienti a percorrere una traiettoria adeguata con gli obiettivi al 2030, maggiore sarà il gap da colmare. Tuttavia, uno scenario in cui le installazioni necessarie vengano effettuate solo negli ultimi anni del decennio in corso risulterebbe quantomeno difficoltoso da realizzare.

Ponendo, quindi, l'attenzione **sulla necessità di intraprendere azioni immediate che favoriscano l'installazione di nuovi impianti e il revamping/repowering degli impianti esistenti**, nella presente edizione del Report sono stati coinvolti nuovamente gli operatori al fine di confrontare la situazione attuale del mercato con quella emersa nel 2019, evidenziando le **barriere ancora presenti, quelle superate o eventuali nuove criticità da affrontare**.

Riguardo la **normativa**, buona parte delle **barriere** individuate attraverso la survey proposta nel 2019 **sono generalmente state affrontate** con alcuni provvedimenti normativi accolti favorevolmente dagli operatori del settore. I suddetti provvedimenti, però, sono molto **recenti** e comunque **non sistemici** perciò potrebbe necessitare ancora tempo perché emerga l’impatto degli stessi, soprattutto nel caso di alcuni provvedimenti normativi per cui **si attendono ancora i decreti attuativi**.

ARGOMENTO	AGGIORNAMENTO 2022
Tempistiche iter burocratico	<p>Le tempistiche per l’ottenimento delle autorizzazioni per nuove installazioni risultano ancora un problema per gli operatori, in quanto non sono ancora presenti misure che garantiscano certezza dei tempi e degli esiti. Inoltre la direttiva RED II prevede tempistiche massime di permitting che non si riflettano puntualmente nella normativa italiana.</p>
	<p>Tra il 2020 e il 2022 sono state adottate alcune misure atte a snellire le procedure autorizzative per interventi di rifacimento di impianti esistenti ma bisognerà attendere i prossimi anni per osservarne gli effetti.</p>
	<p>È stato accolto favorevolmente il provvedimento che prevede di rimuovere la natura vincolante del parere del Ministero dei Beni Culturali nei processi di VIA per le aree idonee, provvedimento che permette di ridurre le tempistiche di autorizzazione. Le aree idonee devono però ancora essere identificate.</p>
Limitazioni normative per le configurazioni «one-to-many»	<p>La barriera è stata rimossa nel corso degli ultimi anni, in quanto la nuova disciplina su autoconsumo collettivo e comunità energetiche permette il superamento delle limitazioni precedentemente previste per le configurazioni «one-to-many».</p>

ARGOMENTO	AGGIORNAMENTO 2022
Esclusione delle FER dalla fornitura di servizi di rete	<p>La barriera è stata affrontata con l'avvio negli ultimi anni di diverse sperimentazioni per l'apertura del Mercato dei Servizi di Dispacciamento alle FER. Tali iniziative sono state accolte positivamente dagli operatori, ma il coinvolgimento delle FER nel MSD non è ancora sistemico perciò gli operatori richiedono che venga ancora posta attenzione al tema.</p>
Identificazione di siti idonei alla costruzione di nuovi impianti	<p>È stata introdotta la pre-autorizzazione ma l'impatto non è ancora visibile</p>
	<p>Il tema dei vincoli su terreni agricoli non utilizzati viene in parte affrontato attraverso il D.L. «Energia», che prevede alcune aree che vengono automaticamente definite idonee, e si attende il provvedimento definitivo sulle aree idonee a giugno 2022, che deve essere recepito dalle Regioni entro 6 mesi. Il problema è stato perciò affrontato ma le tempistiche per vedere gli effetti di queste disposizioni risultano essere molto lunghe.</p>
	<p>Il D.Lgs 199/2021 prevede la possibilità di introdurre il burden sharing regionale per le nuove installazioni ma per avere certezza dell'effettiva applicazione della disposizione bisognerà attendere i decreti attuativi relativi alle aree idonee.</p>

Riguardo **la sostenibilità economica**, gli operatori del settore sottolineano come il principale meccanismo di supporto al mercato delle rinnovabili sia fornire stabilità dei ricavi. Ciò può avvenire attraverso le aste, le quali però mancano ancora di progettualità nel lungo periodo, o attraverso PPA, strumento però ancora non molto diffuso in Italia.

ARGOMENTO	AGGIORNAMENTO 2022
<p>Incertezza sull'andamento futuro dei prezzi dell'energia</p>	<p>Riguardo la necessità di avere un segnale di prezzo di lungo periodo, tale criticità rimane valida ancora oggi, poiché le aste sono programmate su un orizzonte di tempo molto limitato. Tale tema può essere in parte gestito attraverso la stipulazione di PPA, i quali avrebbero però bisogno di una maggiore diffusione.</p>
<p>Difficoltà nella realizzazione di PPA</p>	<p>Non si è affermato un modello «standard» di PPA e ciò potrebbe essere una causa della ancora scarsa diffusione di questo meccanismo in Italia. Inoltre, gli attuali PPA non danno comunque un segnale di prezzo di lungo periodo, presentando spesso durate limitate. Introdurre un obbligo per la Pubblica Amministrazione di approvvigionarsi di una quota di energia rinnovabile, come accade in altri Paesi, rappresenterebbe uno strumento utile a favorire la diffusione di PPA.</p>
<p>Assenza di aste nel lungo periodo</p>	<p>Tutti i player del settore riconoscono le aste come un ottimo meccanismo di supporto allo sviluppo del mercato delle rinnovabili. Rimane ancora oggi il problema della scarsa visibilità di lungo periodo, problematica che dovrebbe essere risolta con i decreti attuativi della direttiva RED II, previsti per giugno 2022. I decreti in tema aste definiranno anche la possibilità di un parziale superamento del meccanismo delle aste neutre, auspicato da parte degli operatori del settore.</p>
<p>Elevato costo dei sistemi di accumulo</p>	<p>La problematica relativa all'elevato costo dei sistemi di accumulo è oggi parzialmente risolta con la possibilità di accesso degli stoccaggi al Capacity Market, oltre che alla Fast Reserve. Il decreto di recepimento della direttiva europea EMD prevede inoltre una disciplina ad hoc che non è però stata ancora implementata.</p>

Riguardo il **sistema elettrico**, le barriere individuate dalla survey del 2019 sono state **in parte affrontate**, ma il percorso per il superamento delle stesse **richiede ancora diversi interventi**.

ARGOMENTO	AGGIORNAMENTO 2022
Capacità di trasporto della rete elettrica	<p>Il potenziamento dell'infrastruttura di rete è previsto all'interno del Piano di Sviluppo di Terna, ma la problematica non si può per questo considerare risolta poiché i tempi di attuazione richiesti implicano che i benefici si potranno vedere soprattutto nel medio/lungo termine. Inoltre, anche Terna è soggetta a problematiche legate alle tempistiche degli iter autorizzativi delle opere. I piani di potenziamento dell'infrastruttura dovranno, eventualmente, essere aggiornati secondo i nuovi obiettivi di installazioni rinnovabili.</p> <p>Non sono stati aperti tavoli per la condivisione di informazioni relative allo stato della rete, come auspicato dagli operatori nella survey del 2019, ma oggi il TSO condivide maggiormente le informazioni relative alle problematiche di rete e alle previste risoluzioni.</p>
Elevata differenza nei prezzi di acquisto tra le zone	<p>Per affrontare l'elevata differenza nei prezzi di acquisto dell'energia tra le diverse zone di mercato, era stato auspicato un intervento di superamento del meccanismo PUN. Tale barriera ad oggi è stata affrontata all'interno dal decreto di recepimento della direttiva EMD (210/2021), ma se ne attende ancora l'attuazione.</p>
Partecipazione MSD sistemi di accumulo	<p>Tra le nuove barriere emerge la necessità del completamento del TIDE, il superamento della prassi dei progetti pilota e il completamento del quadro regolatorio per l'abilitazione e la definizione dei requisiti di fornitura di tutti i servizi di dispacciamento da parte dei sistemi di accumulo</p>

Riguardo il **sistema elettrico**, le barriere individuate dalla survey del 2019 sono state **in parte affrontate**, ma il percorso per il superamento delle stesse **richiede ancora diversi interventi**.

ARGOMENTO	AGGIORNAMENTO 2022
Capacità di trasporto della rete elettrica	<p>Il potenziamento dell'infrastruttura di rete è previsto all'interno del Piano di Sviluppo di Terna, ma la problematica non si può per questo considerare risolta poiché i tempi di attuazione richiesti implicano che i benefici si potranno vedere soprattutto nel medio/lungo termine. Inoltre, anche Terna è soggetta a problematiche legate alle tempistiche degli iter autorizzativi delle opere. I piani di potenziamento dell'infrastruttura dovranno, eventualmente, essere aggiornati secondo i nuovi obiettivi di installazioni rinnovabili.</p> <p>Non sono stati aperti tavoli per la condivisione di informazioni relative allo stato della rete, come auspicato dagli operatori nella survey del 2019, ma oggi il TSO condivide maggiormente le informazioni relative alle problematiche di rete e alle previste risoluzioni.</p>
Elevata differenza nei prezzi di acquisto tra le zone	<p>Per affrontare l'elevata differenza nei prezzi di acquisto dell'energia tra le diverse zone di mercato, era stato auspicato un intervento di superamento del meccanismo PUN. Tale barriera ad oggi è stata affrontata all'interno dal decreto di recepimento della direttiva EMD (210/2021), ma se ne attende ancora l'attuazione.</p>
Partecipazione MSD sistemi di accumulo	<p>Tra le nuove barriere emerge la necessità del completamento del TIDE, il superamento della prassi dei progetti pilota e il completamento del quadro regolatorio per l'abilitazione e la definizione dei requisiti di fornitura di tutti i servizi di dispacciamento da parte dei sistemi di accumulo</p>

Oltre alle azioni di breve termine fin qui descritte, va posta l'attenzione sugli **scenari di lungo termine che potranno configurarsi nei prossimi decenni**. Le politiche ambientali sono volte ad ottenere la neutralità climatica entro il 2050, e ciò richiederà al settore energetico nel suo complesso di affrontare una serie di nuove sfide quali, in primis, il funzionamento della rete in caso di generazione quasi esclusivamente rinnovabile e il funzionamento dei mercati elettrici (e dei servizi di dispacciamento) adeguati ad un tale mix produttivo.

Ad esempio, all'interno della Long Term Strategy sono indicate variazioni notevoli rispetto alle condizioni attuali:

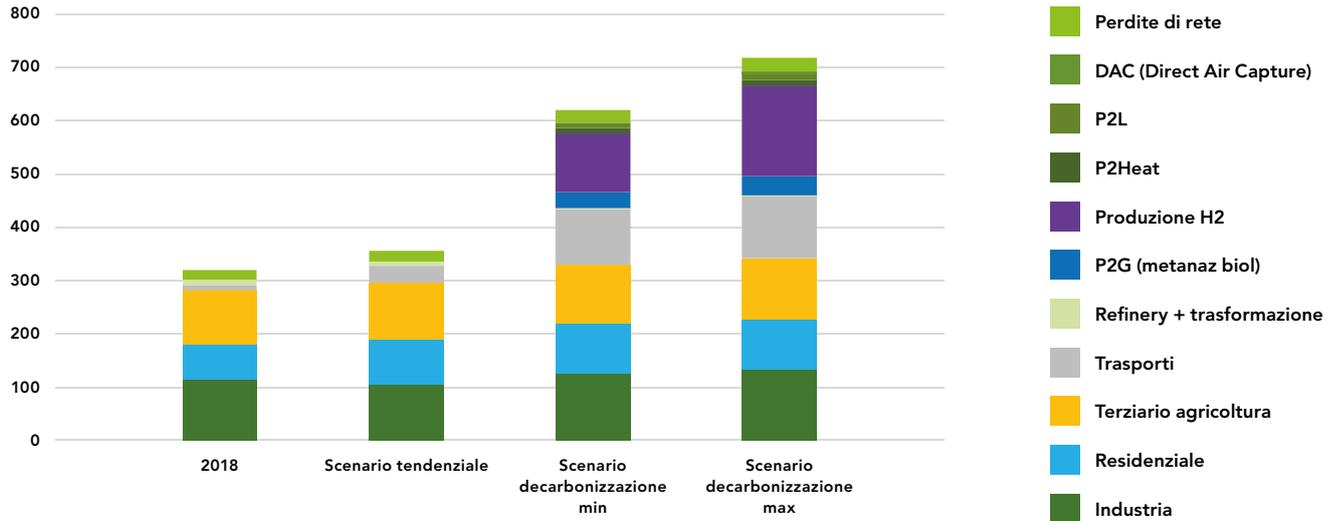
LONG TERM STRATEGY - OBIETTIVI AL 2050 PER LO SCENARIO DI DECARBONIZZAZIONE	
% rinnovabili sul Consumo Interno Lordo	80-90%
Capacità di generazione da FER	240-350 GW
Domanda EE	718 TWh
Accumuli elettrochimici	40 – 50 GW
Trasporto elettrico	19 Milioni di veicoli
Efficienza	-70 Mtep/annui
Emissioni	Zero emissioni

GLI SCENARI FUTURI DI MERCATO

L'EVOLUZIONE DELLA DOMANDA DI ENERGIA ELETTRICA

Secondo la Long Term Strategy, in particolare, la domanda di energia elettrica totale al 2050 dovrebbe circa raddoppiare rispetto ai livelli attuali, raggiungendo i 600-700 TWh annui. L'elettrificazione dei consumi e l'utilizzo in idrogeno, necessari per ottenere la decarbonizzazione del sistema energetico, richiederanno un aumento significativo della generazione elettrica che, chiaramente, dovrà essere prodotta sfruttando fonti rinnovabili per evitare ulteriori emissioni in atmosfera.

EVOLUZIONE DELLA DOMANDA DI ENERGIA ELETTRICA [TWH]



A gennaio 2021 la Commissione europea ha pubblicato la proposta di **regolamento delegato sulla tassonomia** in materia di gas e nucleare, al fine di classificare gli **investimenti considerati sostenibili** dal punto di vista ambientale. Il documento fissa una **soglia di emissione** per le **centrali a gas** (da autorizzare entro il 31 dicembre 2030) pari a **270 g_{CO2eq}/kWh**, o una media annua di 550 kg_{CO2eq}/kW su un periodo di 20 anni (dopo il 2030 il limite scenderà a 100 g_{CO2eq}/kWh).

Questi valori sono **considerati troppo restrittivi da Germania e Italia**, favorevoli all'uso del gas come combustibile "ponte" verso la transizione. Riguardo **l'energia nucleare**, la proposta di tassonomia ammette nuove centrali (autorizzate prima del 2045) che prevedano un piano per **stoccare in sicurezza i rifiuti radioattivi**.

La **Piattaforma Ue sulla finanza sostenibile ha però bocciato la bozza** di regolamento delegato in quanto **questi criteri non assicurano un contributo sostanziale alla mitigazione del cambiamento climatico**. Il solo criterio considerato valido è quello di stare sotto i **100 g_{CO2eq}/kWh** sul ciclo di vita e, in tema di nucleare, i criteri fissati non garantiscono che non ci sia alcun danno per altri obiettivi ambientali (protezione dell'acqua, controllo dell'inquinamento, protezione della biodiversità).

Il **2 febbraio 2022** è stata pubblicata la **proposta definitiva** della Commissione Europea, con poche modifiche rispetto alla versione proposta a gennaio, nonostante le critiche sollevate.

Sotto le pressioni degli **interessi dei diversi Paesi**, infatti, sono state introdotte, a certe condizioni, nella tassonomia delle attività sostenibili anche **gas e nucleare**. Ciò implica che attività legate a queste fonti sono considerate **finanziabili con fondi comunitari**.

La proposta finale di regolamento delegato dovrà essere esaminata dal Parlamento europeo e dal Consiglio Europeo che avranno **quattro mesi** (estendibili per altri due) per sollevare eventuali **obiezioni** o **revocare la delega** alla Commissione.

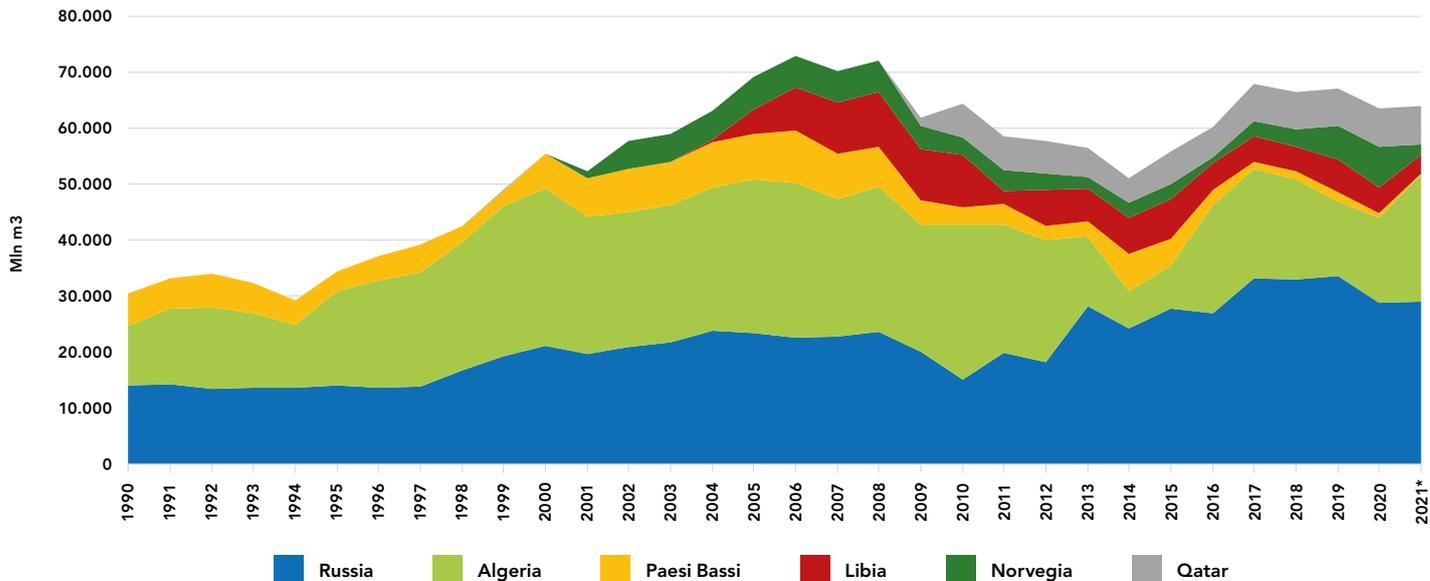
INTERVENTI A LIVELLO COMUNITARIO

L'AUTONOMIA ENERGETICA

Come più volte sottolineato all'interno delle politiche energetiche comunitarie, e come viene spesso ricordato negli ultimi mesi date le note tensioni geopolitiche, i benefici di un sistema energetico basato sulle fonti rinnovabili non si limitano alla riduzione degli impatti ambientali, ma comprendono temi più ampi come **la riduzione della dipendenza energetica**.

In particolare, l'Italia importa la quasi totalità del gas naturale di cui necessita, e una **riduzione di tale fabbisogno sembra sempre più urgente** per evitare la **dipendenza dalla Russia**, dalla quale il nostro paese ha importato negli ultimi quattro anni, in media, **il 45% del totale**.

IMPORTAZIONI DI GAS NATURALE PER PAESE D'ORIGINE



(*): Dato stimato

Fonte: MISE

L'obiettivo è quello di accelerare ulteriormente il percorso verso la transizione attraverso:

- **Riduzione della domanda di combustibili fossili** (attraverso l'**elettificazione dei consumi** e l'incremento di produzione di **energia solare ed eolica**)
- **Diversificazione della fornitura** (anche attraverso produzione di **biometano e idrogeno verde**)

Viene richiesto ai Paesi Membri che riempiano i **sistemi di stoccaggio del gas al 90% della loro capacità entro il 1° ottobre ogni anno**, contro il 25-30% medio attuale, anche applicando meccanismi di incentivazione a due vie per i fornitori.

Viene sottolineato che l'articolo 5 della Direttiva Mercato permette, in circostanze particolari, di **regolare i prezzi per gli utenti domestici e le micro-imprese** e che vi sono diversi strumenti EU che regolano gli aiuti di Stato per questo genere di situazioni.

Viene sottolineata l'importanza di **velocizzare il processo di permitting per le energie rinnovabili**, e si dichiara che a maggio la Commissione pubblicherà un **documento di raccomandazioni** a questo scopo. Anche in tema **PPA** la Commissione vuole **facilitarne l'accesso e la diffusione, anche tra le PMI**.

In seguito all'invasione dell'Ucraina, l'8 marzo 2022 la Commissione Europea ha pubblicato il documento REPowerEU, al fine di **definire una strategia per rendere al più presto l'Unione Europea autonoma rispetto alle forniture di gas** (e petrolio e carbone) **dalla Russia**. Ad oggi, l'Unione Europea importa il 90% del proprio consumo di gas, e il **40% del totale viene fornito dalla Russia**, e ciò la rende vulnerabile ad una variazione incontrollata dei prezzi, con conseguenza dirette sull'economia locale.

Per raggiungere gli obiettivi europei previsti per il 2030 sarà necessario installare in Italia **almeno 60-65 GW di nuova capacità produttiva da fonti rinnovabili non programmabili** (FRNP, solare fotovoltaico, eolico on-shore ed eolico off-shore). Questa trasformazione rappresenta una **grande opportunità** per la competitività del nostro paese: la **forte dipendenza dal gas** dell'Italia ha comportato storicamente un **costo dell'energia superiore alla media europea** e una forte dipendenza dall'import energetico.

In questo nuovo scenario, l'Italia vedrebbe non solo drasticamente ridotta la propria dipendenza energetica ma potrebbe anche raggiungere livelli molto competitivi del costo dell'energia grazie alla disponibilità di risorse come sole e vento, nonché, a livello giornaliero, vedere una **riduzione degli spread di prezzo nell'arco delle 24 ore**. Lo sforzo da compiere è tuttavia sfidante e prolungato nel tempo e richiede una **programmazione integrata a livello temporale e geografico** al fine di **indirizzare gli sforzi** degli operatori in modo coerente rispetto a quanto pianificato: le azioni previste per i prossimi anni determineranno il posizionamento strategico del nostro paese nel futuro sistema economico globale.

Bisogna tuttavia fare anche i conti con la **necessità di ingenti investimenti** (tra i 40 e 50 mld al 2030, senza considerare gli investimenti necessari per gli accumuli e il potenziamento delle infrastrutture di rete). È quindi anche indispensabile **creare le condizioni perché il mercato finanziario e gli investitori internazionali possano giocare un ruolo attivo** nello sviluppo del settore.



POLITECNICO
MILANO 1863
SCHOOL OF MANAGEMENT

APPENDICE

PARTNER



PATROCINATORI



GRUPPO DI LAVORO

Vittorio Chiesa – *Direttore Energy & Strategy*

Davide Chiaroni – *Responsabile della ricerca*

Federico Frattini – *Responsabile della ricerca*

Andrea Di Lieto – *Project Leader*

Paola Boccardo – *Project Manager*

Laura Marcati

Nina Boisrond

Cristian Pulitano

Antonio Lobosco

Matteo Bagnacavalli

Vittorio Bentivegna

Paola Boccardo

Federico Boga

Francesca Capella

Ivan Cavella

Tommaso Conti

Alessio Corazza

Andrea Di Lieto

Simone Franzò

Andrea Galimberti

Marco Guiducci

Josip Kotlar

Oriana Leschiutta

Andrea Musazzi

Alessio Nasca

Davide Perego

Antonio Picano

Giulia Pontoglio

Lucrezia Sgamarò

Anna Temporin

Francesco Vettor

Gaetano Vrenna



POLITECNICO
MILANO 1863
SCHOOL OF MANAGEMENT

La School of Management del Politecnico di Milano è stata costituita nel 2003. Essa accoglie le molteplici attività di ricerca, formazione e alta consulenza, nel campo del management, dell'economia e dell'industrial engineering, che il Politecnico porta avanti attraverso le sue diverse strutture interne e consortili. Fanno parte della Scuola: il Dipartimento di Ingegneria Gestionale, i Corsi Under-graduate e il PhD Program di Ingegneria Gestionale e il MIP, la Business School del Politecnico di Milano che, in particolare, si focalizza sulla formazione executive e sui programmi Master.

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

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



Fondato nel 2007, Energy & Strategy è un team della School of Management del Politecnico di Milano attivo nella ricerca, nella consulenza e nella formazione sui temi dell'innovazione e della strategia nei settori delle energie rinnovabili, dell'efficienza energetica, della smart grid, della sostenibilità ambientale, del riciclo e della circular economy.

Le attività principali:

Ricerca: L'attività di ricerca di Energy & Strategy, avviata nel novembre 2007, **ha un orizzonte di riferimento pluriennale** e, attraverso il supporto di **partner e sponsor industriali e istituzionali**, si pone l'obiettivo di analizzare e interpretare in modo esaustivo le dinamiche **competitive della filiera** delle **energie rinnovabili**, dell'**efficienza energetica**, della **digital energy** e della **sostenibilità**.

Advisory: Parallelamente all'attività di Ricerca, dal 2012 **Energy & Strategy ha avviato un'attività di consulenza** con l'obiettivo di applicare il know-how raggiunto con oltre un decennio di studi e ricerche **nell'ambito dell'innovazione tecnologica e della gestione strategica d'impresa**.

Training: A partire dal 2012 Energy & Strategy ha avviato una nuova attività nel campo della **formazione**, con l'obiettivo di **contribuire al trasferimento delle conoscenze e competenze** sviluppate nel campo dell'energia e della sostenibilità ambientale **dal mondo accademico a quello delle imprese e dei professionisti**.





POLITECNICO
MILANO 1863
SCHOOL OF MANAGEMENT

LE IMPRESE PARTNER

PARTNER



PATROCINATORI





Noi di A2A siamo una Life Company perché ci prendiamo cura della vita ogni giorno. E lo facciamo occupandoci di energia, acqua e ambiente, con un uso circolare delle risorse naturali e con le tecnologie più avanzate. Perché guardiamo lontano e pensiamo al futuro del Pianeta. Con un piano di trasformazione ambizioso, lungo dieci anni, vogliamo essere protagonisti dello sviluppo sostenibile del Paese. Circa il 90% degli investimenti sarà, infatti, in linea con gli SDGs dell'ONU: 18 miliardi di euro dedicati allo sviluppo dell'economia circolare (7 miliardi) e alla transizione energetica (11 miliardi), ambiti che, più di altri, sono cruciali per preservare il futuro di tutti. Crediamo nei principi dell'economia circolare e li applichiamo ogni giorno nel nostro lavoro. Per questo, realizzeremo nuovi impianti di recupero di materia ed energia, sottraendo milioni di tonnellate di rifiuti alla discarica, svilupperemo reti di teleriscaldamento innovative, recuperando calore di scarto e moltiplicheremo gli investimenti nel ciclo idrico, riducendo le perdite di rete e sviluppando una nuova capacità di depurazione. Sottoscriviamo le ambizioni europee a tema transizione energetica, sviluppando nuova produzione di energia da fonti rinnovabili, accompagnando il processo di elettrificazione dei consumi. Vogliamo anticipare di 10 anni l'obiettivo di azzerare le emissioni dirette e indirette. Dal 2040 raggiungeremo la neutralità carbonic. Infine, promuoviamo il consumo responsabile dei nostri clienti, fornendo energia verde e offrendo prodotti e servizi per l'efficienza energetica e la mobilità sostenibile.

ENERGIA

- Energia elettrica e gas: offriamo luce, gas e servizi a famiglie, condomini e imprese

- Generazione: flessibilità ed efficienza per soddisfare le esigenze energetiche del territorio italiano
- Mobilità elettrica: reti di ricarica per veicoli elettrici alimentate con energia verde
- Efficienza energetica: innovazione e sostenibilità per affiancare condomini e imprese nella transizione energetica

SMART INFRASTRUCTURES

- Distribuzione energia elettrica e gas: attraverso le nostre reti distribuiamo energia elettrica e gas a ogni tipo di utenza
- Teleriscaldamento: progettiamo e realizziamo le attività di produzione e conduzione di calore da teleriscaldamento
- Ciclo idrico: gestiamo l'intero ciclo idrico portando l'acqua potabile nelle case delle persone
- Smart City: progettiamo soluzioni, applicazioni e servizi smart per trasformare città e imprese
- Illuminazione Pubblica: rendiamo le città meglio illuminate, più efficienti, sostenibili e vivibili

AMBIENTE

- Raccolta rifiuti e igiene urbana: offriamo ai Comuni servizi di raccolta differenziata e pulizia delle città con i migliori standard di qualità
- Recupero di materia: gestiamo impianti per il trattamento, il riciclo, il recupero e lo smaltimento dei rifiuti
- Recupero di energia: nei nostri impianti trasformiamo i rifiuti non riciclabili in nuova energia per i territori.



Acea è una delle principali multiutility italiane. Quotata in Borsa nel 1999, è attiva nella gestione e nello sviluppo di reti e servizi nei business dell'acqua, dell'energia e dell'ambiente. Tra le attività: servizio idrico integrato (acquedotto, fognatura e depurazione), distribuzione di energia elettrica, illuminazione pubblica e artistica, vendita di energia elettrica e gas, produzione di energia, trattamento e valorizzazione dei rifiuti.

Acea è il primo operatore nazionale nel settore idrico con circa 9 milioni di abitanti serviti nel Lazio, Toscana, Umbria e Campania; tra i principali player italiani nell'energia con circa 6 TWh di elettricità venduta e nelle reti con circa 10 TWh di elettricità distribuita nella città di Roma. È uno dei primi operatori in Italia nel settore ambiente, con oltre un milione di tonnellate di rifiuti trattati.

agsm aim

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

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

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

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

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



Alperia è il principale provider di servizi energetici per l'Alto Adige, la quinta multiutility nazionale per fatturato nonché una delle realtà più importanti in Italia per l'energia sostenibile. La nostra energia arriva da fonti rinnovabili: deteniamo infatti le quote di maggioranza di 34 centrali idroelettriche, 7 impianti fotovoltaici e 1 parco, 5 centrali di teleriscaldamento e 1 centrale a biomassa a Ottana, in Sardegna. Complessivamente, gestiamo una rete di 8.951 chilometri. Ci occupiamo di vendita e distribuzione di energia, sistemi di teleriscaldamento, efficientamento energetico e sviluppo della mobilità elettrica. Tutti i nostri sforzi sono orientati alla creazione di un futuro più green e smart. Per questo, sviluppiamo soluzioni tecnologiche innovative che consentano una migliore gestione delle risorse e lavoriamo nel pieno rispetto dei territori e delle comunità. La nostra "terra madre" è l'Alto Adige, ma operiamo anche in Veneto e in Piemonte, regioni in cui ci stiamo espandendo con nuove, importanti, acquisizioni. In tutti questi contesti, mettiamo al centro la sostenibilità, sia a livello ambientale che sociale. La capogruppo Alperia S.p.A. è una società per azioni nata il 1° gennaio 2016 dalla fusione delle due maggiori società energetiche della provincia di Bolzano. La Provincia Autonoma di Bolzano detiene attualmente il 46,38%, Selfin, società partecipata da 100 Comuni altoatesini, detiene l'11,62% della società a cui si aggiungono le quote dei Comuni di Bolzano e di Merano, ciascuno con il 21% delle azioni. La sede principale è a Bolzano con altre sedi operative dislocate sul territorio altoatesino e nazionale.

Alperia S.p.A. è articolata in 5 Business Units: Generazione, Vendita & Trading, Reti, Calore & Servizi e Smart Region, all'interno delle quali sono allocate le 32 società controllate o partecipate, direttamente o indirettamente, da Alperia S.p.A.

(dato al 31 dicembre 2020).



Arcoservizi nasce nel 1987 dalla fusione di storiche aziende operanti in Lombardia e Piemonte nei settori dei servizi per il riscaldamento e della commercializzazione di prodotti combustibili, ed i primi passi della Società sono nell'ambito del trading all'ingrosso di prodotti petroliferi.

I primi anni '90 segnano per Arcoservizi l'inizio di un rafforzamento aziendale grazie all'ingresso di Tamoil Italia, che porta nella società l'esperienza e la solidità di un grande gruppo internazionale.

Nel 2002 a Tamoil Italia si affianca CCPL, Gruppo industriale Multibusiness. Contestualmente, l'attività di Arcoservizi si amplia grazie all'incorporazione del segmento Gestione calore della società Milano Petroli.

Nel 2017 la proprietà di Arcoservizi passa alla società C.M.B. Società Cooperativa, una delle maggiori imprese di costruzioni italiane, che detiene un ruolo primario nella realizzazione di ospedali pubblici, anche con l'apporto di capitale privato (Project Financing), e nella gestione pluriennale dei servizi di Facility Management.

Arcoservizi oggi è una società dinamica che ha saputo anticipare gli sviluppi di un mercato energetico in continua evoluzione, diventando dal 2012 una moderna Energy Service Company (E.S.Co), per poter garantire ai suoi clienti soluzioni sempre all'avanguardia nel campo della climatizzazione degli edifici e della gestione e manutenzione degli impianti tecnologici complessi.



Edison è la più antica società energetica in Europa, con oltre 135 anni di primati, ed è uno degli operatori leader del settore in Italia, presente lungo tutta la catena del valore dell'elettricità e del gas, dalla produzione fino alla vendita della componente energetica. Ha un parco di produzione di energia elettrica altamente flessibile ed efficiente, composto da 200 centrali tra impianti idroelettrici, eolici, solari e termoelettrici a ciclo combinato a gas, con una potenza netta installata complessiva di 7 GW che nel 2020 ha generato 18,1 TWh, coprendo il 7% della produzione elettrica nazionale. Edison vende energia elettrica, gas naturale e servizi energetici ed ambientali a 1,6 milioni di clienti finali. Oggi opera in Italia ed Europa, impiegando oltre 4.000 persone.

Per accompagnare il Sistema Paese verso un futuro low carbon, a misura dei territori e dei clienti che serve, la società è oggi impegnata in prima linea nella sfida della transizione energetica, attraverso lo sviluppo di un insieme di soluzioni innovative ed efficienti per la decarbonizzazione che includono progetti di generazione low carbon, servizi di efficienza energetica e mobilità sostenibile, in piena sintonia con il Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC), il Piano Nazionale di Ripresa Resilienza (PNRR) e gli obiettivi definiti dal Green Deal europeo.



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 17 paesi. Con una potenza installata di 13,6 GW (2021), 30,3 TWh generati nel 2021 e oltre 1.730 dipendenti di 32 differenti nazionalità, si afferma come uno dei maggiori produttori di energia da fonte eolica nel mondo.

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



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

Contribuisce a perseguire gli obiettivi europei e nazionali di **decarbonizzazione, sicurezza dell'approvvigionamento** energetico e sviluppo della **competitività industriale** attraverso l'introduzione di continue **innovazioni tecnologiche**. EF Solare Italia vuole essere **leader tecnologico** per guidare la **crescita** del **settore solare** italiano attraverso l'eccellenza operativa, l'innovazione e lo sviluppo di nuovi impianti.

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

Miglioramento delle performance tecnico-economiche, attraverso un nuovo modello operativo di O&M, il revamping e repowering di impianti, il presidio attivo dell'Energy Management e lo sviluppo ICT.

Crescita del portafoglio impianti e sviluppo di nuovi business, attraverso la costruzione di nuovi impianti in Italia e in Spagna, l'ingresso nei servizi di rete connessi agli asset grazie all'applicazione dello storage, e il possibile sviluppo del modello prosumer.



Elettricità Futura è la principale Associazione di imprese del settore elettrico italiano. Rappresenta oltre il 70% del mercato elettrico. Più di 500 grandi, medie e piccole imprese attive nell'intera filiera (produzione convenzionale e FER, retail, distribuzione, servizi, trading) hanno scelto Elettricità Futura per ampliare la propria prospettiva di business. L'Associazione rappresenta aziende con 40.000 dipendenti, 75.000 MW di potenza elettrica installata, 1.150.000 km di linee di distribuzione.

Elettricità Futura supporta le aziende del settore elettrico e dà loro visibilità, tutela gli interessi dei propri associati e ne persegue gli obiettivi di sviluppo con una mirata e solida azione di advocacy. Elettricità Futura, inoltre, aiuta le aziende a trovare nuove opportunità di business nel mercato elettrico, nelle relazioni B2B, nella rete dell'innovazione.

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



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

L'azienda è presente in 32 Paesi nei 5 continenti e conta oltre 1200 impianti. La capacità rinnovabile installata è di circa 49 GW attraverso un mix di generazione che include le principali fonti rinnovabili tra cui eolico, solare, idroelettrico e geotermico. Enel Green Power riveste un ruolo fondamentale nel processo di transizione energetica, essendo uno tra i principali operatori nel settore delle rinnovabili a livello mondiale. L'obiettivo dell'azienda è accompagnare il Pianeta verso una nuova era di energia sostenibile e decarbonizzata, per tutti.

Enel Green Power è presente in tutto il mondo con i suoi impianti di energia da fonti rinnovabili. L'azienda è al lavoro per stabilire nuovi standard nel campo della sostenibilità energetica, spingendo costantemente i confini tecnologici e la consapevolezza degli stakeholder.

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

L'obiettivo di Enel Green Power è quello di crescere incrementando la capacità installata e ottimizzando, per ogni pa-

ese, il mix delle tecnologie, in un'ottica di valorizzazione delle caratteristiche specifiche dei territori e facendo leva sulle competenze acquisite da Enel Green Power nei diversi paesi in cui opera.



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

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

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

EFFICIENZA ENERGETICA: Energy Intelligence offre consulenza e servizi per la riduzione dei consumi energetici in ambienti industriali e building complessi. A partire dal monitoraggio dei flussi energetici e dal controllo delle prestazioni degli impianti vengono individuati, progettati e realizzati interventi di efficienza orientati al risparmio, all'indipendenza energetica e agli obiettivi di sostenibilità. Attraverso il ser-

vizio di Energy Management vengono rilevati ed analizzati i miglioramenti progressivamente conseguiti e verificati i tempi di rientro degli investimenti.

ENERGY INTELLIGENCE PLATFORM: È l'asset fondamentale di Energy Intelligence, una soluzione proprietaria disponibile in Cloud a supporto dell'utilizzo intelligente dell'energia. L'architettura IoT permette di gestire un portafoglio di impianti interconnessi al sistema: grazie al monitoraggio continuativo dei dati di produzione e di consumo di energia il sistema fornisce indicatori prestazionali ed economici (KPI), report periodici ed alert utili alla individuazione degli investimenti possibili e al processo di gestione e manutenzione efficiente.

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



Eni è un'azienda globale dell'energia con oltre 30.000 dipendenti in 68 Paesi del mondo, presente lungo tutta la catena del valore: dall'esplorazione, sviluppo ed estrazione di olio e gas naturale, alla generazione di energia elettrica da cogenerazione e da fonti rinnovabili, alla raffinazione e alla chimica tradizionale e bio, fino allo sviluppo di processi di economia circolare. Eni estende il proprio raggio d'azione fino ai mercati finali, commercializzando gas, energia elettrica e prodotti ai clienti retail e business e ai mercati locali.

Per assorbire le emissioni residue Eni implementerà sia iniziative di cattura e stoccaggio della CO₂, sia progetti di conservazione delle foreste (iniziative REDD+). Competenze consolidate, tecnologie e distribuzione geografica degli asset sono le leve di Eni per rafforzare la sua presenza lungo la catena del valore. Dal 2020 la Società ha rivisto la sua strategia disegnando un percorso di trasformazione del proprio business che la condurrà al 2050 all'obiettivo di "zero emissioni nette" riferite ai propri processi produttivi e all'utilizzo da parte dei consumatori finali dei prodotti venduti (Scope 1, 2, 3 del Greenhouse Gas Protocol).

In questo percorso Eni si pone come compagnia leader nella produzione e vendita di prodotti energetici decarbonizzati, sempre più orientata al cliente, attraverso:

- **Bioraffinerie** con una capacità di lavorazione prevista
- **Digitalizzazione** degli asset e dei servizi per il business e per i clienti;
- **Rinnovabili** con un aumento della capacità a 60 GW al 2050, pienamente integrata nella rete dei clienti Eni;

- **Idrogeno blu e verde** per alimentare processi operativi Eni e altre attività industriali altamente energivore;
- **Progetti di CCS** per catturare e immagazzinare le emissioni residue: capacità totale di stoccaggio di CO₂ di circa 7 milioni di tonnellate/anno al 2030 e 50 milioni al 2050;
- **Iniziative di Forestry** a integrazione della riduzione dell'impronta carbonica verso l'azzeramento delle emissioni;
- **Progetti REDD+** per preservare foreste primarie e secondarie in Africa, Asia meridionale e America Latina, al fine di compensare oltre 6 milioni di tonnellate/anno di CO₂ entro il 2024 e oltre 40 milioni di tonnellate/anno entro il 2050;
- **Il gas**, che tenderà a rappresentare oltre il 90% della produzione di Eni, costituirà un importante sostegno al fabbisogno energetico per compensare la disponibilità intermittente delle fonti rinnovabili e assicurare la continuità della fornitura energetica.
- **Fusione a confinamento magnetico**, l'impegno di Ricerca e Sviluppo di Eni nel medio – lungo termine che costituisce il game changer per un'energia pulita e praticamente inesauribile.
- Eni ha posto la **carbon neutrality entro il 2050** al centro della propria strategia e ha adottato la visione strategica delle Nazioni Unite integrando nella propria Mission i **17 Sustainable Development Goals** per creare valore sostenibile per tutti i propri stakeholders.



EPQ è tra i primi operatori in Italia nell'offerta di servizi in ambito flessibilità e energy management. Affianca i suoi clienti, principalmente aziende industriali e del terziario, nel percorso di transizione energetica proponendo soluzioni volte a massimizzare il valore degli asset energetici tenendo conto di tutte le variabili presenti e delle opportunità offerte dall'evoluzione del mercato. Inoltre, forte della sua esperienza nell'aggregazione di risorse di consumo e nella generazione distribuita, EPQ sta contribuendo attivamente alla nascita di numerose iniziative di Comunità Energetiche Rinnovabili che coinvolgono cittadini, imprese ed enti pubblici.

La creazione di valore non dipende solo dall'esperienza consolidata e dalla visione pionieristica del mercato energetico, ma dalla capacità di individuare e concretizzare in modo innovativo le opportunità offerte dal mercato.

L'attività di EPQ è organizzata in diverse aree di business:

- **Flexibility:** EPQ è un Balancing Service Provider nell'ambito del Progetto Pilota Terna UVAM, ossia un aggregatore e gestore di risorse flessibili (impianti di consumo, di produzione e accumuli); EPQ è inoltre il partner tecnico di X Response, un consorzio multisettoriale che aggrega una moltitudine di soggetti che prestano il servizio di interrompibilità elettrica istantanea in favore di Terna;
- **Energy Portfolio Management:** ottimizzazione del costo di approvvigionamento delle energie (contrattualizzazione e risk management con riferimento alle forniture di energia elettrica e gas naturale, energy market outlook, supporto regolatorio e normativo);

- **Energy Efficiency, Smart Grid & Distributed Generation:** interventi di efficienza energetica, ottimizzazione nella gestione di asset di generazione esistenti e realizzazione di nuovi impianti di generazione e di accumulo; supporto a gestori di SDC (Sistemi di Distribuzione Chiusi);
- **Energy transition projects:** Progetti che nascono dal progresso tecnologico, dall'evoluzione normativa e dalla transizione energetica.
 1. **Comunità energetiche:** gestione di tutte le attività tecnico-economiche necessarie in fase di avvio dell'aggregazione, realizzazione e finanziamento di impianti di produzione, gestione operativa e manutenzione degli impianti, gestione rapporti amministrativi e flussi economici con membri della Comunità e con soggetti esterni, integrazione di servizi ausiliari.
 2. **Renewability:** EPQ è il partner tecnico di Renewability, la Community di consumatori di energia rinnovabile. Aziende industriali e commerciali aggregate per investire in impianti di generazione da fonte rinnovabile e somministrare l'energia green prodotta dagli stessi impianti ai siti di consumo di ciascun membro secondo il proprio fabbisogno.
 3. **Storage:** Progetti e studi di fattibilità per impianti tecnologici per la produzione di idrogeno e basati su storage elettrochimico.



Da oltre 80 anni ERG opera nel settore dell'energia.

Fondata nel 1938 e quotata alla Borsa di Milano dal 1997, ha sempre orientato le proprie scelte industriali a sostegno dello sviluppo e della crescita del business nel lungo periodo. La strategia ha consentito ad ERG, nell'arco di pochi anni, di trasformarsi da primario operatore petrolifero a produttore indipendente di energia elettrica leader nelle rinnovabili: oggi ERG è il primo produttore di energia eolica in Italia e fra i primi dieci in Europa, con 2,2 GW di potenza installata. Lo sviluppo nell'eolico, seguito alla definitiva uscita dal settore oil a fine 2017, ha rappresentato il passo fondamentale che ha portato ERG a mutare radicalmente il proprio portafoglio di attività.

Un processo che, tra il 2018 ed oggi, ha portato l'acquisizione di impianti fotovoltaici in 9 regioni italiane, in Spagna e in Francia, per un totale di 311 MW, oltre all'ulteriore crescita nell'eolico in Germania, Francia, Regno Unito e Polonia. Complessivamente abbiamo oltre 2,5 GW di capacità di generazione elettrica wind & solar installata in Europa, in linea con il percorso di crescita previsto nel nuovo Piano Industriale 2022-26. Prevediamo infatti un ulteriore sviluppo tra il 2022 a il 2026 per ulteriori 2,2 GW interamente da fonti eolica, solare e storage, attraverso tre differenti canali in diversi paesi europei: sviluppo organico e accordi di co-sviluppo in Europa, nuove acquisizioni ed un significativo piano di Repowering e Reblading di buona parte dei nostri parchi eolici in Italia. Al 31 dicembre 2021 abbiamo raggiunto un EBITDA di 580 milioni di euro (481 nel 2020); grazie alla produzione di energia da fonti rinnovabili, abbiamo evitato emissioni di gas-serra per oltre 3 milioni di tonnellate.

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



Galileo Green Energy is a pan-European, multi-technology, renewable energy developer, owner, and operator. Galileo Green Energy has been launched at the beginning of 2020 with the backing of 4 institutional long-term investors operating at the global level.

Galileo Green Energy is founded on a proven track-record of developing highly successful renewable energy businesses, with Galileo Green Energy's management team members having developed businesses and pipelines of various renewable energy technologies and off-take solutions globally.

We have offices in Zurich, Madrid, Milan, Edinburgh, Cardiff and Stockholm and are actively developing large-scale renewable energy projects in multiple European countries including Germany, Italy, Ireland, the UK, Spain and Sweden. Our geographical footprint continues to grow through the extension of our own greenfield development teams as well as through long-term development partnerships.

We are a culturally diverse team of energy experts who seek to drive innovation and make a direct and measurable contribution to the development of our industry, increase the energy-driven competitiveness of the European economy and help the safeguarding of our environment.

We are convinced that success lies in effectively combining a series of key competences and attitudes, within our team and with the support of our partners, for the development and commercialisation of competitive renewable energy solutions across Europe.

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.

Le principali linee di business sono:

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

Higeco More

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

La potenza complessiva del parco impianti monitorato con Vision, la nostra piattaforma tecnologica di O&M e Asset Management, ha superato nel corso del 2021 la soglia di 3 GW, grazie anche agli ultimi progetti di respiro internazionale: Penonomé 150MW a Panama e Tutly 100 MW in Uzbekistan. Mentre gli impianti serviti da un nostro datalogger, installati in più di un decennio di attività in Italia e all'estero, sono oltre 7000.

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

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

delle Dogane.

In risposta alla recente introduzione dell'obbligo di installazione del CCI, per impianti in MT con potenza superiore ad 1 MW, e di Plant Controller conformi all'allegato A68, per impianti in AT, Higeco More propone Senergy, un potente e flessibile EMS che permette il monitoraggio ed il telecontrollo degli impianti, rendendoli conformi alla nuova CEI 0-16 V1:2020 e V2:2021. Questo innovativo prodotto, nasce dall'esperienza diretta e pluriennale che Higeco More ha acquisito grazie alla fornitura di sistemi PPC (Power Plant Controller) per la regolazione di frequenza (potenza attiva) e tensione (potenza reattiva) di grandi impianti fotovoltaici in Italia e all'estero.

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

Il Gruppo Intesa Sanpaolo è uno dei principali gruppi bancari in Europa ed è motore della crescita sostenibile e inclusiva, con un forte impegno ESG e grande focus sul clima.

Il Gruppo Intesa Sanpaolo è il maggiore gruppo bancario in Italia, con 13,5 milioni di clienti e oltre 3.700 filiali, ed è leader nelle attività finanziarie per famiglie e imprese del Paese, in particolare nell'intermediazione bancaria (con una quota del 20% dei prestiti e del 22% dei depositi), nel risparmio gestito e nei fondi pensione (24%) e nel factoring (27%).

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

Al 31 dicembre 2021, il Gruppo Intesa Sanpaolo presenta un totale attivo di 1.069.003 milioni di euro, crediti verso clientela per 465.254 milioni di euro, raccolta diretta bancaria di 555.565 milioni di euro e raccolta diretta assicurativa e riserve tecniche di 204.479 milioni di euro.

L'attività del Gruppo si articola in sei divisioni:

Divisione Banca dei Territori: Include le attività di credito industriale, leasing e factoring, nonché quelle di instant banking tramite la partnership tra la controllata Banca 5 e SisalPay (Mooney).

Divisione IMI Corporate & Investment Banking: Include le attività di capital markets & investment banking ed è presente in 25 Paesi a supporto dell'attività cross-border dei suoi clienti con una rete specializzata costituita da filiali, uffici di rappresentanza e controllate che svolgono attività di corporate banking.

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

Divisione Private Banking: Include Fideuram - Intesa Sanpaolo Private Banking, con 6.594 private banker.

Divisione Asset Management: Include Eurizon, con 354 miliardi di euro di masse gestite.

Divisione Insurance: prodotti assicurativi e previdenziali rivolti alla clientela del Gruppo. Alla divisione, che ha una raccolta diretta e riserve tecniche pari a 204 miliardi di euro, fanno capo Intesa Sanpaolo Vita - che controlla Intesa Sanpaolo Assicura, Intesa Sanpaolo Life, Intesa Sanpaolo RBM Salute, Cargeas Assicurazioni e Intesa Sanpaolo Insurance Agency - e Fideuram Vita.



NOI Techpark connette aziende, Università e Istituti di ricerca per innescare competitività e sviluppo in 5 settori: Green, Alpine, Food, Digital, Automation e Automotive. Sorto grazie a un investimento di 120 milioni della Provincia Autonoma di Bolzano, conta attualmente 70 aziende e 30 start-up, 4 Istituti di Ricerca (Fraunhofer Italia, Eurac Research, Agenzia CasaClima e Centro di Sperimentazione di Laimburg), 4 Facoltà della Libera Università di Bolzano (unica università italiana trilingue) e 30 laboratori scientifici di eccellenza. Occupa 500 persone altamente qualificate (+ 70% con master o PHD) e provenienti da ogni parte del mondo (si contano ben 15 lingue differenti). Supporta e mette in cooperazione tra loro attori e protagonisti dell'innovazione, dando impulso a progetti di R&S e favorendo l'accesso a partner, infrastrutture e finanziamenti.

Fornisce consulenza alle aziende nel campo del management dell'innovazione. Offre assistenza alle start-up incubate, spazi di coworking, un centro congressi con sale modulari nonché aree da affittare e edificare. È aperto alla cittadinanza 7 giorni su 7 dalle 8 alle 22: un'area al piano terra, il NOISE, offre la possibilità a chiunque di usufruire gratuitamente di postazioni di lavoro e meeting con connessione ad alta velocità. All'esterno grazie a una cavea a gradoni coperta ricavata sotto il Black Monolith possono essere organizzati incontri e spettacoli all'aperto. Negli anni a venire, sui previsti 12 ettari dell'areale, saranno realizzati altri moduli costruttivi. Dopo l'Istituto per la bio-medicina nel 2021, nel semestre invernale del 2022 sarà ultimata la nuova Facoltà di Ingegneria. Il nome "NOI" è l'acronimo del positioning, Nature of Innovation, che intende generare innovazione orientandosi all'esempio della Natura stessa: sostenibilità e capacità di adattamento sono i due

concetti base. Il ciclo naturale della vita, la circolarità delle stagioni, la forza con cui la Natura ricerca e mette in atto i propri espedienti, i principi che la rendono tanto capace di adattarsi e resistere sono trasferibili e la sfida di NOI Techpark è di integrare questo modello nell'agire e nei pro-dotti delle aziende. L'intero quartiere è il primo in Europa certificato LEED Gold, certificazione che garantisce la sostenibilità dell'intero progetto dal punto di vista ambientale. La facciata principale raggiunge il livello "Klimahaus Gold", l'intero edificio il livello A.



RWE Renewables Italia is among the top leaders in the energy sector operating 16 onshore wind farms with a capacity of more than 450 megawatts and a strong development pipeline. The sites are mainly located in the south of Italy, Sardinia, Sicily and Tuscany. They can meet the energy consumption needs of over 380.000 Italian families with renewable energy, saving the emission of about 520.000 tons of CO₂ per year. RWE has a team of more than 100 people in Italy fully integrated along the value chain from origination of projects to engineering, construction, operations to commercialization. Italy represents one of the focus countries for RWE to expand its renewable energy portfolio. As one of the world's leading renewable energy companies RWE wants to contribute to the countries efforts to achieve its climate targets.

RWE is leading the way to a green energy world. With an extensive investment and growth strategy, the company will expand its powerful, green generation capacity to 50 gigawatts internationally by 2030. RWE is investing €50 billion gross for this purpose in this decade. The portfolio is based on offshore and onshore wind, solar, hydrogen, batteries, biomass and gas. As a driver of the energy transition, the company is also focusing on innovative technologies such as floating offshore wind. RWE employs around 19,000 people worldwide and has a clear target: to get to net zero by 2040.



Banco Santander (SAN SM, STD US, BNC LN) è una delle principali banche retail e commerciali, fondata nel 1857 e con sede in Spagna. Ha una presenza significativa in 10 mercati principali in Europa e nelle Americhe ed è una delle banche più grandi al mondo per capitalizzazione di mercato. Il suo scopo è aiutare le persone e le aziende a prosperare in modo semplice, personale ed equo. Santander sta costruendo una banca più responsabile e ha preso una serie di impegni per sostenere questo obiettivo, inclusa la raccolta di oltre 120 miliardi di euro di finanziamenti verdi tra il 2019 e il 2025, oltre a dare potere finanziario a più di 10 milioni di persone nello stesso periodo. A fine 2020 Banco Santander contava più di un trilione di euro di fondi totali, 148 milioni di clienti, di cui 22,8 milioni fedeli e 42,4 milioni digitali, 11.000 filiali e 191.000 dipendenti.

Santander Corporate & Investment Banking (SCIB) è la divisione globale di Santander che supporta i clienti aziendali e istituzionali, offrendo servizi e prodotti sia corporate che di banca d'affari a valore aggiunto adatti alla loro complessità e sofisticatezza, aderendo al contempo agli standard bancari responsabili che contribuiscono al progresso della società.

In SCIB, ci impegniamo a soddisfare le esigenze dei nostri clienti, a superare le loro aspettative e ad aiutarli a raggiungere i loro obiettivi. Per questo motivo, investiamo molto nello sviluppo di soluzioni su misura e nel fornire competenze locali, copertura completamente integrata e capacità transfrontaliere.

Santander è presente in Italia attraverso Banco Santander SA – Succursale di Milano, con oltre 50 dipendenti. La succursale è parte della divisione di Corporate & Investment Banking,

presente in Italia da oltre 25 anni, al servizio di grandi aziende italiane, istituzioni finanziarie e financial sponsors.

- L'affidabilità e la forza di Santander nelle Americhe e in Europa ci hanno posizionato come la banca di riferimento di diverse grandi società in Italia. Negli ultimi anni abbiamo ampliato il nostro bilancio e siamo diventati uno dei principali partner bancari delle maggiori società della regione.
- Il nostro obiettivo è fornire servizi di corporate e investment banking a livello di sede centrale e attraverso la nostra ampia rete geografica. Il consolidamento regionale di Santander nei nostri mercati principali ci ha permesso di supportare i nostri clienti nella loro internazionalizzazione attraverso le nostre soluzioni di Trade Finance. Nei syndicated loans, SCIB rimane un punto di riferimento in Europa e America Latina.
- SCIB intende espandere ulteriormente la propria presenza rafforzando significativamente la propria copertura, prodotti e risorse di supporto in Italia.

Il Gruppo è presente anche in Italia attraverso Santander Consumer Bank, società di finanza al consumo con sede a Torino (www.santanderconsumer.it).

Siamo una società di consulenza, con sede a Milano, fondata nel 2010 da professionisti di comprovata esperienza in campo ambientale, salute e sicurezza maturata anche in ambito internazionale. Lo staff è composto da circa 20 dipendenti (ingegneri ambientali, chimici, scienziati ambientali, biologi e geologi), supportato da collaborazioni qualificate e continue di specialisti multidisciplinari e aziende partner.

I punti di forza dell'azienda sono:

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

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

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

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

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



Statkraft è una società 100% di proprietà dello stato norvegese. Possiede più di 400 impianti con 20.000 MW installati, 70 TWh di generazione annuale - di cui 97% energia verde - e conta 4800 dipendenti in 18 paesi nel mondo. In SK crediamo che l'energia rinnovabile sostenga il progresso e che possa alimentare ogni industria, ogni business, ogni comunità, ogni casa. La nostra visione: fornire energia pura, essere competenti, responsabili e innovativi. L'innovazione è al centro del nostro impegno. Il nostro obiettivo è quello di diventare una delle aziende leader al mondo nel settore delle energie rinnovabili e degli accumuli elettrici. Mantenere la nostra forte posizione della più grande azienda idroelettrica in Europa e attore significativo in Sud America e in India. Sviluppare e implementare impianti eolici, solari e di accumulo con una pipeline multi-GW aggiunta ogni anno. Sviluppare nuovi business nella transizione ecologica, con una posizione industriale nell'idrogeno verde, continuando a sostenere il business della ricarica dei veicoli elettrici. Confermare ogni giorno il nostro impegno in costruzione, per un approccio sostenibile, etico e sicuro.

RINNOVABILI

La maggior parte della produzione di energia del gruppo Statkraft è generata attraverso l'energia idroelettrica con 340 centrali idroelettriche in Europa, Sud America e Asia. Nel solare, abbiamo sviluppato più di 40 progetti solari su scala industriale in sette paesi. Mentre nell'eolica onshore siamo il produttore leader nel Nord Europa, con attività di sviluppo in tutta Europa e in Sud America. Il teleriscaldamento è una parte importante della nostra offerta di energia rinnovabile per i clienti in alcune parti della Norvegia e della Svezia.

VEICOLI ELETTRICI

Statkraft ha costruito un portafoglio di attività di ricarica veicolare in Norvegia, Svezia, Germania e Regno Unito attraverso acquisizioni e crescita organica. La nostra società di ricarica, Mer, mira a diventare un fornitore di ricarica leader in Europa con soluzioni incentrate sul cliente che creano un domani migliore.

IDROGENO VERDE

Statkraft mira a utilizzare la nostra fornitura di energia rinnovabile per alimentare l'elettrolisi, fornendo idrogeno verde come alternativa ecologica e conveniente ai combustibili fossili per i clienti dell'industria e i settori dell'edilizia e dei trasporti.

BATTERIE E SERVIZI DI RETE

Statkraft è in prima linea nella fornitura di progetti nuovi e innovativi che forniscono stabilità alla rete, attraverso accumuli idraulici, elettrochimici e meccanici. La nostra piattaforma UNITY assicura che la flessibilità dello stoccaggio sia ottimizzata e commercializzata in modo efficace.

ATTIVITÀ DI TRADING E ORIGINATION

Statkraft è un partner forte e offre soluzioni su misura per l'acquisto, la generazione e il commercio di una vasta gamma di prodotti energetici. I nostri clienti beneficiano della nostra profonda e lunga esperienza nel trading di energia e di prodotti legati all'energia in tutto il mondo.



Tages Capital SGR, appartenente al gruppo Tages, è una società di gestione del risparmio indipendente specializzata in prodotti alternativi che gestisce fondi infrastrutturali con focus sulle energie rinnovabili.

Con un portafoglio al 30 Aprile 2022 di 287 impianti e una capacità installata pari a 612 MW (di cui 536 MW di impianti fotovoltaici e 76 MW da 2 impianti eolici) Tages Capital SGR si conferma il secondo operatore fotovoltaico in Italia e contribuisce attivamente alla transizione energetica verso le energie rinnovabili. Gli asset sono gestiti per il tramite di due fondi, Tages Helios e Tages Helios II, attraverso un modello innovativo proprietario-gestore e con una strategia buy and hold.

Nel 2021 il portafoglio complessivo di Tages Helios e Tages Helios II ha generato circa 566 GWh di energia elettrica, permettendo un risparmio annuo di circa 257 mila tonnellate di CO₂, pari a circa il 5% della CO₂ emessa dalla Città Metropolitana di Milano nel 2017, e sufficiente a soddisfare il fabbisogno elettrico di 209.551 famiglie, pari al 13,5% del numero complessivo di famiglie della Città Metropolitana di Milano. Da settembre 2021 Tages Capital SGR ha avviato le attività di costituzione di un fondo di private debt che sarà lanciato nel corso del 2022.

Tages è un asset manager internazionale attivo in diverse aree di business: i) nel settore dei fondi liquidi alternativi, private debt e impact investing, attraverso Investcorp-Tages la recente joint venture con Investcorp S.A, con oltre 7 miliardi di dollari di revenue generating asset; ii) nel settore delle energie rinnovabili con Tages Capital SGR, e iii) nel private equity attraverso una partnership strategica con Vam Investments

Group, società di investimenti specializzata in growth capital e buyout. Fondato nel 2011 da Panfilo Tarantelli, Sergio Ascolani e Salvatore Cordaro e con uffici a New York, Londra e Milano, i soci di Tages includono anche Umberto Quadrino e Francesco Trapani. Gli azionisti di Tages detengono, inoltre, una quota di minoranza in Banca CF+ e in Gardant, attive nel settore del credito in Italia.



Terna S.p.A. è uno dei principali operatori europei di reti per la trasmissione dell'energia elettrica con oltre 74.400 km di linee gestite in Italia. Quotata in borsa dal 2004, Terna ricopre un ruolo centrale nel sistema elettrico italiano in quanto, in attuazione del Decreto Legislativo 79/99 e del DM 15/12/2010, è proprietaria della Rete elettrica di Trasmissione Nazionale in alta ed altissima tensione (RTN) e svolge il servizio pubblico per la trasmissione e il dispacciamento, ovvero la gestione in sicurezza dei flussi di energia sulla rete. La posizione unica di Terna nel panorama italiano permette una visione di lungo periodo dei sistemi energetici, consentendo al Gruppo di ricoprire un ruolo strategico e di assumere il ruolo di regista della transizione energetica. Il mondo dell'energia sta infatti vivendo un profondo cambiamento. La continua crescita delle fonti di produzione rinnovabili non programmabili unita alla progressiva dismissione degli impianti di generazione tradizionali ci mette davanti a nuove sfide e nuove opportunità, stimolandoci a sviluppare soluzioni innovative ad alta tecnologia e a modernizzare la rete per permettere la connessione tra molteplici produttori e consumatori.

Terna gestisce le proprie attività tenendo sempre in considerazione le loro possibili ricadute economiche, sociali ed ambientali e lavora costantemente per creare, mantenere e consolidare un rapporto di dialogo e di reciproca fiducia con tutti i suoi stakeholder, nell'intento di allineare gli interessi strategici di sviluppo con le esigenze della collettività e coniugando eccellenza nel business e sostenibilità. In particolare, soprattutto in seguito alla grave crisi economica che ha interessato il paese a partire dallo scorso anno, Terna si propone come un promotore del rilancio economico italiano, attraverso gli effetti moltiplicativi del proprio ambizioso piano

di investimenti (8,9 miliardi di euro nel Piano Industria- le 2021-25) sul tessuto economico nazionale.

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



Fondata nel 2019 e sostenuta da investitori istituzionali (con un AUM totale superiore a 10 miliardi di dollari), Theia è stata fondata con l'obiettivo di acquisire e gestire asset europei di energia rinnovabile.

Sfruttando la profonda esperienza del team nel settore, con un comprovato track record nello sviluppo di progetti rinnovabili, nella costruzione di impianti e nella gestione di asset a livello europeo, i rendimenti del portafoglio Theia mostrano l'approccio di valore aggiunto nei confronti degli asset acquisiti, attraverso un'ottimizzazione tecnica, operativa e finanziaria.

wood.

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

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

Wood Italiana opera principalmente nei seguenti settori:

- **Energia:** sviluppo, progettazione, realizzazione e gestione di impianti per la produzione di energia elettrica, sia di tipo convenzionale che da fonti rinnovabili. In particolare nell'ambito del settore rinnovabili, la società è attiva con iniziative BOO (Build, Own and Operate) - attraverso partecipazioni o controllo diretto di alcune società - per lo sviluppo di impianti eolici e agro-fotovoltaici in Italia e all'estero;
- **Impianti di Processo:** Consulenza, progettazione e realizzazione di impianti petroliferi, petrolchimici e chimici, dalle fasi iniziali di indagini di mercato e studio di fattibilità sino alla progettazione di dettaglio, acquisto materiali, appalti e costruzione (EPC) e start-up;
- **Forni e Caldaie Industriali:** Progettazione, costruzione e installazione di forni di processo per impianti di raffinaria,

di caldaie a recupero a valle di turbogas (HRSG) e a letto fluido, CO boilers, produzione di idrogeno attraverso il reforming con vapore (licenza propria), con basse emissioni di CO₂, produzione di idrogeno rinnovabile con elettrolisi o tramite reforming di cariche liquide rinnovabili, processo di metanazione;

- **Ambiente:** Progettazione e realizzazione di impianti per la riqualificazione di aree degradate, bonifiche di siti contaminati e impianti di trattamento acque, analisi di rischio, audit ambientali, studi di impatto ambientale;
- **Life Sciences:** Progettazione e realizzazione di impianti farmaceutici per principi attivi (API), biotecnologie, riparazione e confezionamento di prodotti farmaceutici (fill & finishing), laboratori e centri di ricerca.





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

ISBN 8864930718

