

Renewable Energy Report 2020 - Executive Summary

Il **Renewable Energy Report 2020** ha una storia molto particolare perché è il primo Rapporto di Energy & Strategy nell'era del COVID-19 ed è stato quindi **scritto, discusso in tutte le sue fasi finali e presentato, sfruttando le tecnologie digitali e nel rigoroso rispetto del distanziamento sociale.**

Uno sforzo ancora più significativo, quindi, anche perché portato avanti in un periodo di grande difficoltà per il nostro Paese e di grandi sacrifici sul piano personale da parte di ciascuno di noi. Ciò nonostante il lavoro che qui riassumiamo ci fa **essere particolarmente orgogliosi, per almeno tre motivi:** (i) **perché riesce** (o almeno così crediamo, ma lasciando ai lettori il giudizio finale) **ad essere, nonostante tutto, obiettivo nel riconoscere che le origini delle difficoltà del comparto delle rinnovabili in Italia sono precedenti al COVID-19;** (ii) perché è **estremamente ricco di analisi e dati (ad esempio quelli sul processo autorizzativo) di assai difficile reperimento,** ma che consentono di "misurare" le difficoltà di cui al punto precedente; (iii) perché **vuole essere uno strumento propositivo, indicando quali possono essere delle azioni concrete da parte del policy maker per garantire la "ripartenza" delle rinnovabili in Italia ed il raggiungimento degli obiettivi ambiziosi del PNIEC.**

Dove eravamo alla fine del 2019, dove siamo ora e dove – in assenza di cambi di rotta – ci troveremo domani

La nuova potenza installata nel corso del 2019 è stata di circa 1.210 MW, oltre 50 MW superiore a quella installata nel corso del 2018 (+4%). Una crescita, decisamente limitata, che è comunque trainata principalmente dai comparti di eolico e fotovoltaico, soprattutto nell'ultimo trimestre dell'anno. Complessivamente **la potenza installata da rinnovabili supera i 55 GW (37 GW se si esclude l'idroelettrico "storico" già installato nel nostro Paese prima degli anni '00),** ossia circa il **45% del parco di generazione italiano** (pari a circa 118 GW, che non ha visto nel corso dell'ultimo anno nessun incremento di potenza connesso a produzione da fonte tradizionale).

È il **fotovoltaico** nel 2019 a guidare la classifica delle installazioni con **737 MW,** superando l'**eolico** con **413 MW.** Segue l'idroelettrico con **41 MW,** mentre le biomasse con **20 MW** chiudono la classifica.

Il volume complessivo di potenza fotovoltaica installata è di circa **20.850 MW,** grazie alla **nuova potenza installata** pari a circa **737 MW,** di cui oltre **310 MW** solo nei mesi di novembre e dicembre. Il trend del nuovo installato si mantiene in costante crescita, facendo segnare nel 2019 un **+69%** rispetto allo scorso anno. I dati del 2019 confermano la tendenza di **ritorno agli impianti di grande taglia (34% del totale in potenza) a discapito del settore residenziale,** che comunque resta ancora predominante, anche per potenza installata (36% del totale), sul mercato primario. Il valore del **mercato delle nuove installazioni** è stato pari nel **2019** a oltre **850 mln €.**

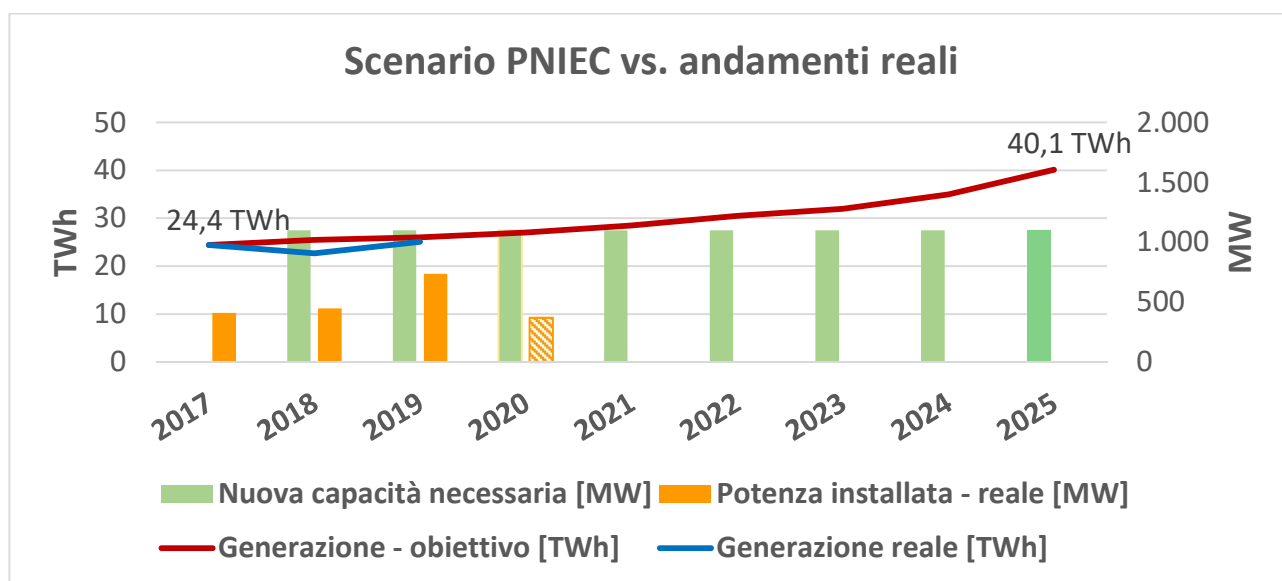
Il volume complessivo di potenza eolica installata è giunta a oltre **10.600 MW a fine 2019,** grazie alla **nuova potenza installata** pari a circa **413 MW.** Il trend del nuovo installato segna una modesta riduzione, facendo segnare nel 2019 un **-19%** rispetto allo scorso anno (511 MW). L'ultimo trimestre del 2019 è stato caratterizzato da una ridotta quota di nuove installazioni con **1,8 MW.** È opportuno ricordare come, considerata la conformazione del territorio nazionale e la relativa ventosità, la **quasi totalità della potenza connessa (99%) è localizzata nelle regioni del Sud Italia.** Il valore del **mercato delle nuove installazioni** è stato pari a poco più di **450 mln €.**

Nel 2019 le rinnovabili elettriche hanno contribuito alla **copertura del 40,1% della produzione** e del **35,6% della domanda** elettrica nazionale, che ha raggiunto circa i **319,5 TWh**. La **produzione** da rinnovabili ha **segnato un +0,7%, rispetto al 2018** con **113,7 TWh prodotti**. In particolare, si è registrata una crescita del **15% della generazione eolica** e del **5% della generazione fotovoltaica**, a fronte di un **calo del 4,5%** sia per la **produzione da bioenergie** che **idroelettrica**.

Da non sottovalutare anche il ruolo delle rinnovabili termiche, soprattutto le pompe di calore (qui considerate per effetto del vettore di funzionamento che è elettrico, ed anzi in diversi casi accoppiato a fonti rinnovabili) delle quali **si contano oltre 19,6 milioni di unità installate, per una capacità complessiva installata pari a circa 124 GW**, di poco in crescita anno su anno.

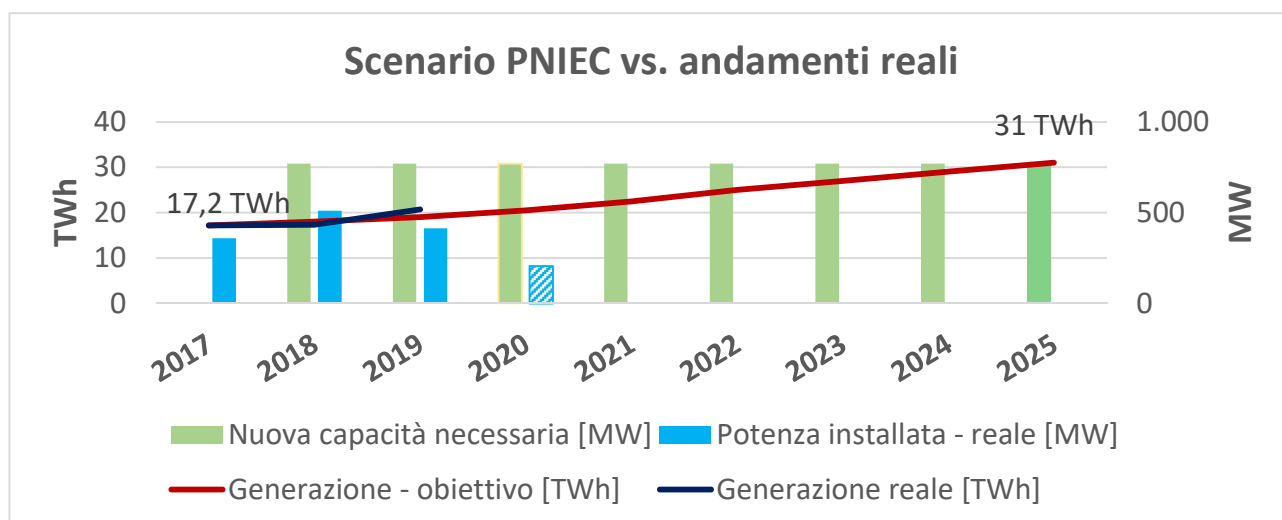
Ma quanto eravamo in linea rispetto alle attese?

Per la generazione da fonte solare era previsto un **tasso medio annuo di crescita, tra il 2017 e il 2025, pari a +1,96 TWh**, accompagnato da circa **1.100 MW di nuove installazioni ogni anno**. Il **grafico mostra come la situazione sia purtroppo diversa e quanto significativo sia l'impatto della battuta di arresto causata dal COVID nel corso del 2020**.



Ipotizzando infatti che le installazioni nel corso del 2020, per effetto del COVID, saranno inferiori a quelle degli anni precedenti si ottiene che **tra il 2021 e il 2025 sarà necessario incrementare la capacità installata al ritmo di 1,48 GW/anno, in media, per raggiungere 28,55 GW al 2025**.

Per la generazione da fonte eolica era previsto un tasso medio annuo di crescita, tra il 2017 e il 2025, pari a **+1,7 TWh**, accompagnato da circa **770 MW di nuove installazioni ogni anno**. **Anche qui il grafico mostra una situazione differente, soprattutto per quanto riguarda l'installato, con una evidente contrazione anche qui nell'anno 2020**.



Ipotizzando anche qui che le installazioni nel corso del 2020 (per effetto del COVID) raggiungano il 50% di quelle dell'anno precedente, si ottiene che **tra il 2021 e il 2025 sarà necessario incrementare la capacità installata al ritmo di 1 GW/anno, in media, per raggiungere 15,95 GW al 2025.**

In uno **scenario «tendenziale»**, costruito – sulla base del confronto con gli operatori – ipotizzando che, dopo il calo del 2020, dal 2021 riprendano le installazioni ma ad un tasso di crescita «normale» della capacità installata, sostanzialmente pari a quello registrato nel 2019, al 2030 si avrebbe un gap rispetto all'obiettivo pari ad oltre 23 GW per il fotovoltaico e di 3,5 GW per l'eolico.

A questo si aggiunge il comparto dei **sistemi di accumulo**, per i quali bisognerà installare **3 GW di impianti centralizzati** nei prossimi 5 anni e **4,5 GW di installazioni distribuite** entro il 2030. Le cose non vanno meglio se si guarda agli **obiettivi fissati dal PNIEC relativamente all'energia rinnovabile prodotta da pompe di calore**, che prevedono un aumento del 60% da colmare tra il 2018 e il 2025, con la prospettiva di raggiungere i 5.699 ktep al 2030. **Anche qui il “tendenziale” ci porterebbe a raggiungere un valore di energia rinnovabile da PdC pari solo al 59% dell'obiettivo al 2030.**

Non paiono quindi sufficienti gli effetti del Decreto FER1, che prevede un meccanismo incentivante per **5,5 GW di nuove installazioni eoliche e fotovoltaiche superiori ad 1 MW**, oltre a **620 MW per il rifacimento totale o parziale per impianti eolici** (che tuttavia si dividono il contingente con impianti idroelettrici o a gas residui). Per gli impianti di taglia inferiore ad 1 MW è stato invece messo a disposizione un contingente pari a **770 MW per le nuove installazioni eoliche e fotovoltaiche e 800 MW per impianti in sostituzione dell'amianto** (vedi Capitoli 2 e 3). Dai risultati delle prime due aste neutre emerge che la maggior parte del contingente è stato assegnato ad impianti alimentati a fonte eolica, complice il vincolo che impedisce agli impianti fotovoltaici installati su suolo agricolo di accedere al meccanismo. L'andamento delle aste future potrà inoltre essere influenzata da diversi fattori, non ultima la disponibilità di impianti che hanno concluso l'iter autorizzativo per poter partecipare alle aste previste nel 2020 e nel 2021, il cui ottenimento risulta non sempre agevole e richiede tempi spesso piuttosto lunghi, come evidenziato nel capitolo 4 del Rapporto.

Le azioni di policy per garantire la “ripartenza”: tra luci e ombre dell'agenda politica italiana

Se si vogliono raggiungere gli obiettivi che ci si è posti è dunque necessario modificare in maniera significativa gli strumenti di policy che regolano e sostengono il mondo delle rinnovabili.

Questo è **tanto più vero a valle di quanto accaduto nel 2020, nuovo *annus horribilis* e purtroppo non solo per le rinnovabili.**

È innegabile infatti l'impatto del COVID sull'andamento delle installazioni e non solo sul 2020, ma anche – in termini di riduzione della fiducia degli investitori – sugli anni successivi. Non è un caso, infatti, che mentre alla fine del 2019 si commentava positivamente la crescita delle installazioni (ancorché non sufficiente) come un segnale di «riaccensione» del motore e si aveva una discreta fiducia sulla sua capacità di accelerazione, **lo scenario tendenziale elaborato mostra una macchina che invece riprende senza vigore il suo andare nel 2021.**

Sono tanti i dubbi anche relativi addirittura alla «tenuta» delle rinnovabili. Se nel 2019 si celebrava il **Green New Deal** annunciato dalla Commissione UE come il segno di un ritorno prepotente delle rinnovabili al centro della scena politica, il quadro post-COVID è particolarmente più incerto. Da un lato è **più che probabile che parte significativa di quelle risorse sarà devoluta al sostegno dell'economia nel suo complesso, colpita in maniera inaudita nel 2020** e con una permanente incertezza sugli anni a venire. Dall'altro lato, **il rallentamento della domanda di energia da parte del settore dei servizi e di quello industriale in difficoltà mette seriamente a rischio lo sviluppo del paradigma della generazione distribuita**, che invece aveva nel connubio con la nuova mobilità uno dei suoi punti di forza.

Vi è però anche la possibilità che gli sforzi fatti non vadano sprecati. Questo passa attraverso una spinta alla **ricostruzione economica e industriale che abbia le rinnovabili come cardine fondamentale.** Il Green New Deal può divenire davvero un patto nuovo di sviluppo sostenibile al quale legare gli investimenti delle imprese oggi in crisi. **Certo questo aumenta il volume di risorse necessario, però parimenti lega la ricostruzione ad un nuovo modello economico (un po' come avveniva in passato nelle riconfigurazioni post-belliche), peraltro in grado di garantire un futuro più sostenibile ed una maggiore qualità della vita.**

Si avrà il coraggio di andare in questa direzione? I segnali «deboli» di oggi non sono purtroppo positivi, anche in un contesto globale dove il tema ambientale è decisamente uscito dalla agenda politica, ma chissà che la Fase 3 del post-COVID non possa invece essere impostata su basi nuove e più lungimiranti.

È stato chiesto agli operatori quali sono le **azioni di policy da introdurre** nel quadro normativo nazionale, con l'obiettivo di **rimuovere le attuali «barriere»**, siano esse **normative, economiche o «di sistema»** e favorire gli investimenti in nuovi impianti FER.

Le risposte raccolte dagli operatori hanno permesso di effettuare una **duplice analisi.** In primo luogo sono stati individuati quei **provvedimenti ritenuti ad «alto impatto» che dovrebbero essere considerati prioritari in termini di implementazione da parte del legislatore.** In secondo luogo si è verificato se tali provvedimenti **corrispondono effettivamente ad una «alta probabilità di introduzione»**, ossia sono davvero parte dell'agenda politica del Governo.

Pare opportuno innanzitutto riassumere i provvedimenti “ad alto impatto”.

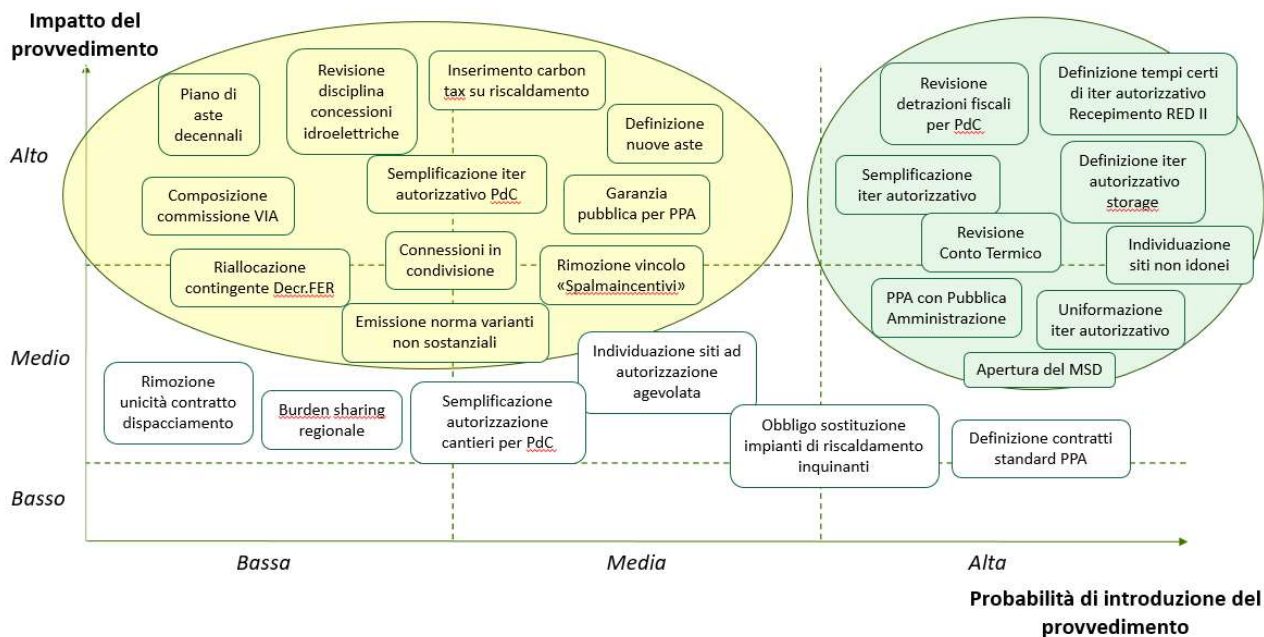
Tipo	Problema	Provvedimento	Ambito di applicazione
Barriera Normativa	Incertezza nell'iter autorizzativo e disomogeneità territoriale	Semplificazione e uniformazione delle procedure autorizzative. Si intende in questo caso la definizione di un percorso ben determinato (anche in riferimento alla documentazione necessaria) e la sua implementazione in modo uniforme sul territorio nazionale.	Impianti FER di nuova costruzione e repowering di impianti esistenti
		Identificazione e comunicazione da parte delle Regioni delle aree non idonee all'installazione di impianti e conseguente certezza dell'assenza di vincoli nelle aree non indicate.	Impianti FER di nuova costruzione
	Incertezza sulle tempistiche dell'iter autorizzativo	Recepimento RED II – contenimento della lunghezza dell'iter autorizzativo per impianti FER in due anni per progetti green field e un anno per Repowering.	Impianti FER di nuova costruzione e repowering di impianti esistenti
	Mancanza di un iter autorizzativo per i sistemi di storage	Norme per la definizione dell'iter autorizzativo per i progetti di storage idroelettrico ed elettrochimico, sia in caso di accoppiamento ad impianto di generazione che in configurazione stand-alone.	Realizzazione di sistemi di storage
	Esclusione dalle aste per chi ha beneficiato dello "Spalmaincentivi volontario"	Rimozione vincolo di partecipazione alle aste per il Repowering, eventualmente prevedendo opportuni meccanismi di compensazione per i soggetti oggi non esclusi.	Impianti FER di nuova costruzione e repowering di impianti esistenti
	Incertezza sui parametri di valutazione della richiesta di VIA	Definizione composizione commissione VIA specifica per impianti FER con partecipazione paritetica MATTM / MIBACT.	Impianti FER esistenti non fotovoltaici già incentivati in passato
	Disomogeneità normativa nella definizione di «variante non sostanziale»	Emissione norma su varianti non sostanziali previsto dal DLgs 28/2011 (art. 5 c. 3), uniforme sul territorio nazionale.	Interventi su impianti FER esistenti
	Legge 12/2019 – norme sulla disciplina delle grandi derivazioni idroelettriche	Revisione della disciplina sulle concessioni idroelettriche.	Impianti idroelettrici
	Iter autorizzativo per uso delle risorse geotermiche (PdC) frammentato e lungo	Semplificare e uniformare l'iter a livello nazionale.	Edifici nuovi ed esistenti
	Mancata valorizzazione delle esternalità ambientali da impianti di riscaldamento	Carbon Tax su riscaldamento.	Edifici nuovi ed esistenti
Barriera economica	Incertezza sul segnale di prezzo di lungo periodo	Definizione di nuove aste incentivanti o estensione delle aste previste nel decreto FER 1.	Impianti FER di nuova costruzione e repowering di impianti esistenti

	Introduzione di un piano di aste decennali (oltre a quelle ventennali) su un numero contenuto di MW dell'attuale piano aste.	Impianti FER di nuova costruzione
	Riallocazione contingente non assegnato con i bandi del Decreto FER e prolungamento aste.	Impianti FER di nuova costruzione e repowering di impianti esistenti
Difficoltà a sviluppare contratti PPA	PPA per «acquisti verdi» della Pubblica Amministrazione, come indicato dal PNIEC.	Impianti FER di nuova costruzione
	Garanzia pubblica in caso di shock di mercato e default dell'oftaker.	Impianti FER di nuova costruzione
Costi di investimento in tecnologie rinnovabili termiche non emissive più elevato rispetto a tecnologia tradizionali a maggiori esternalità ambientali	Revisione disciplina Conto Termico con premialità su tecnologie che generano minore esternalità.	Edifici della PA, aziende, scuole
	Revisione disciplina detrazione fiscale con premialità su tecnologie con minore esternalità.	Edilizia privata
Barriera "di sistema"	Revisione del MSD con ampliamento della platea di soggetti abilitati e definizione di nuovi servizi.	Impianti FER esistenti o di nuova costruzione e sistemi di storage
	Definizione di standard tecnici e legali in merito alle soluzioni di connessione in condivisione e certezza nei tempi necessari alla realizzazione.	Tutti gli impianti che richiedono connessione alla RTN in immissione

Nel complesso quindi sono 19 i **provvedimenti che sono stati indicati come ad alto impatto**, ossia quelli ritenuti **necessari da parte degli operatori per consentire un vero rilancio del comparto delle rinnovabili e garantire l'opportunità di raggiungere gli obiettivi che il nostro Paese si è dato.**

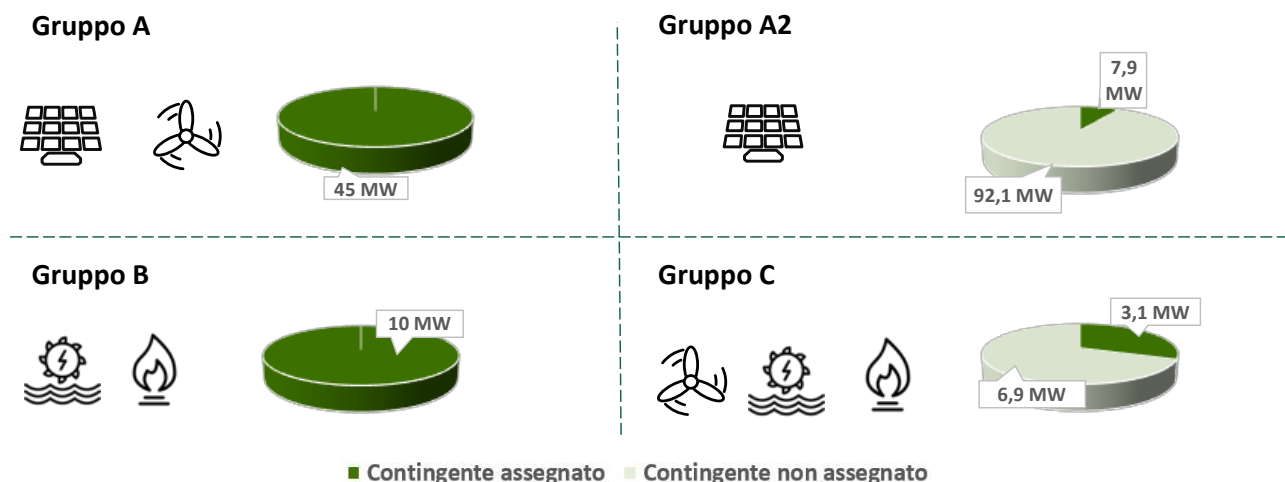
Affinché questi provvedimenti siano però efficaci è necessario che essi siano adottati con rapidità ed efficacia (ossia senza rimandare poi a rivoli di provvedimenti attuativi che ne ritardino l'effettiva entrata in vigore). **Condizione necessaria per questo è la loro presenza nell'agenda politica.** Come detto in precedenza abbiamo misurato questa «presenza» chiedendo agli operatori di supportarci nella valutazione della probabilità di adozione di un dato provvedimento. Ad un'alta probabilità corrisponde la presenza fattiva sul tavolo delle decisioni, mentre la probabilità di adozione è bassa se la percezione è che questi temi non siano affatto ad oggi oggetto di valutazione concreta.

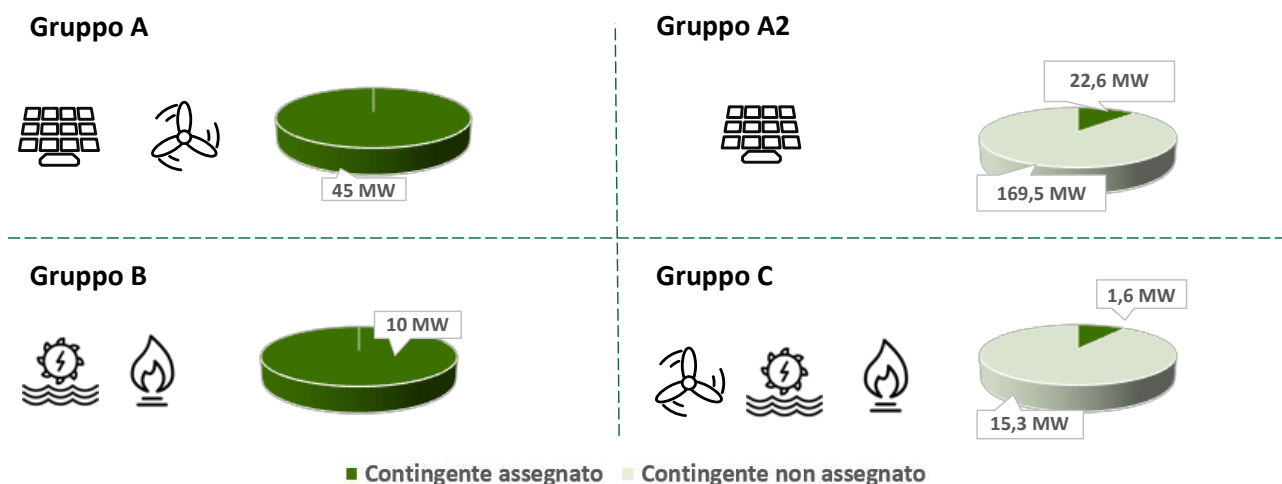
Il quadro che esce è particolarmente preoccupante, con solo 9 provvedimenti ad alto impatto effettivamente oggetto della discussione politica.



I piccoli impianti: una baseline da preservare

Il meccanismo dei registri, nei primi due bandi dei sette previsti, ha permesso l’assegnazione di un contingente di potenza pari a circa **145 MW**, a fronte dei **430 MW** messi a disposizione (circa il **33%**). In entrambi i bandi, sia il **gruppo A** che il **gruppo B** hanno saturato il contingente di potenza messo a disposizione, mentre invece situazione opposta si è registrata per il **gruppo A-2** ed il **gruppo C**. Per il gruppo A, è da sottolineare come in entrambi i bandi **nessuna richiesta abbia rispettato il criterio di realizzazione impianti su cave e discariche**, mentre invece gli altri criteri siano stati adottati in misure simili nel primo e secondo bando.





Nel primo bando gli **impianti eolici** hanno prevalso in termini di potenza assegnata, assicurandosi il **51% (33,4 MW)** del contingente totale assegnato, seguiti rispettivamente da impianti **fotovoltaici** con il **29% (19,5 MW)** ed **idroelettrici** con il **20% (13,1 MW)**. Nel secondo bando invece, hanno prevalso gli **impianti fotovoltaici** che hanno raddoppiato la quota assegnata (**quasi 39 MW**) e si sono assicurati il **49%** del contingente totale assegnato, scavalcando gli impianti **eolici** con il **36% (28,6 MW)** e gli **idroelettrici** con il **15% (11,6 MW)**.

In entrambi i bandi la maggiore quota di impianti incentivati si è registrata nelle **regioni meridionali**, in cui è stata assegnata quasi la metà del contingente in posizione utile, rispettivamente il **52%** ed il **46%**. **Le regioni settentrionali** hanno registrato quote del **25%** e del **30%**, ed infine le regioni del **centro Italia** sono state caratterizzate dalla più bassa quota di impianti incentivati con quote pari al **23%** e al **24%**, rispettivamente nel primo e secondo bando.

La situazione per gli impianti di piccola taglia sembra essere quindi sostenuta da una buona redditività. Redditività che si ritrova anche per gli interventi che hanno a che vedere con l'installazione di pompe di calore, sia a bassa che, soprattutto, alta temperatura. **Nonostante questo sono ancora pochi – rispetto a quanti sarebbero giustificati dal rationale economico – i casi di revamping.**

Ulteriori stimoli – anche se come visto prima non sufficienti – alla realizzazione di impianti di piccola taglia sono destinati ad arrivare dalla normativa, sia quella attesa (ci si riferisce in particolare alla normativa su biogas e biometano, per la cui trattazione si rimanda al Rapporto) che quella effetto del COVID-19, con particolare riferimento al cosiddetto Decreto “Rilancio”.

I grandi impianti: la spinta per accelerare

Il meccanismo delle aste, nei primi due round dei sette previsti ha permesso l'assegnazione di un contingente di potenza pari a circa **964 MW**, a fronte dei circa **1.170 MW** messi a disposizione (circa l'**82%**).

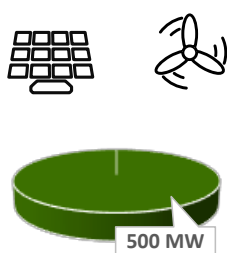
In entrambi i bandi, il **gruppo A** è quello che ha registrato la maggiore partecipazione di richieste in termini di potenza, **nel primo bando** è stato anche l'unico gruppo a **saturare il contingente messo**

a disposizione (500 MW). Nel secondo bando invece è stato saturato il **73% circa** del contingente disponibile. **In entrambe le aste la tecnologia predominante è stata l'eolico**, aggiudicandosi rispettivamente il **99% e 95% delle assegnazioni**. Si evidenzia inoltre come la quota maggiore degli impianti valutati in posizione utile siano localizzati nelle **regioni meridionali**, rispettivamente il **93% nel primo bando e l'83% nel secondo bando**.

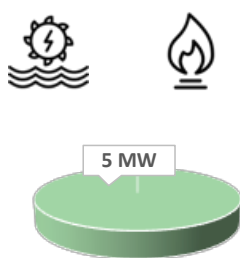
Il **gruppo B** non ha avuto richieste nel primo bando, mentre nel secondo solo 1 impianto idroelettrico con potenza pari a 2,5 MW localizzato nel Friuli Venezia Giulia.

Il **gruppo C** nel primo bando ha saturato il 36% del suo contingente rispettivamente suddiviso tra eolico (71%) e idroelettrico (29%), mentre nel secondo bando solamente il 15% del contingente è stato assegnato, interamente ad impianti idroelettrici.

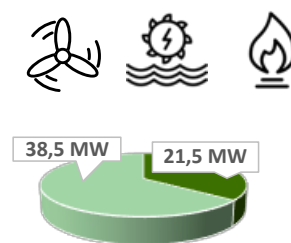
Gruppo A



Gruppo B

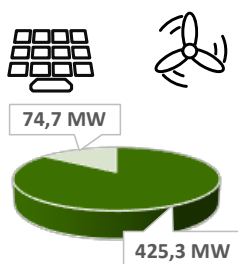


Gruppo C

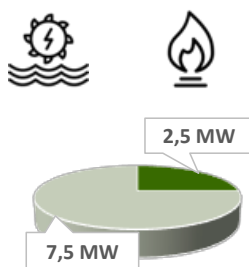


■ Contingente assegnato ■ Contingente non assegnato

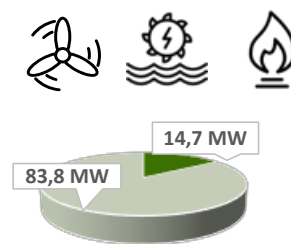
Gruppo A



Gruppo B



Gruppo C



■ Contingente assegnato ■ Contingente non assegnato

La sostenibilità economica degli investimenti, soprattutto per le grandi taglie, lascia davvero poco margine di manovra. **Le analisi**, per il cui dettaglio si rimanda al Rapporto, **mostrano che si riescono a raggiungere buoni ritorni dell'investimento solo in alcuni dei casi analizzati, ed in particolare per impianti sia fotovoltaici che eolici da decine di MW e con elevata producibilità annua.**

Caso studio	Remunerazione	IRR unlevered
Impianto fotovoltaico da 5 MW	50 €/MWh	1,5% - 5,5%
	70 €/MWh	7% - 11%
Impianto fotovoltaico da 30 MW	50 €/MWh	4% - 8%
	70 €/MWh	9,5% - 14%
Impianto eolico da 15 MW	50 €/MWh	2,5% - 6,5%
	70 €/MWh	7% - 12%
Impianto eolico da 30 MW	50 €/MWh	4% - 8,5%
	70 €/MWh	9% - 14%

Tra le ragioni, approfondite in uno dei FOCUS del Rapporto, vi è indubbiamente la complessità e lunghezza dell'iter autorizzativo.

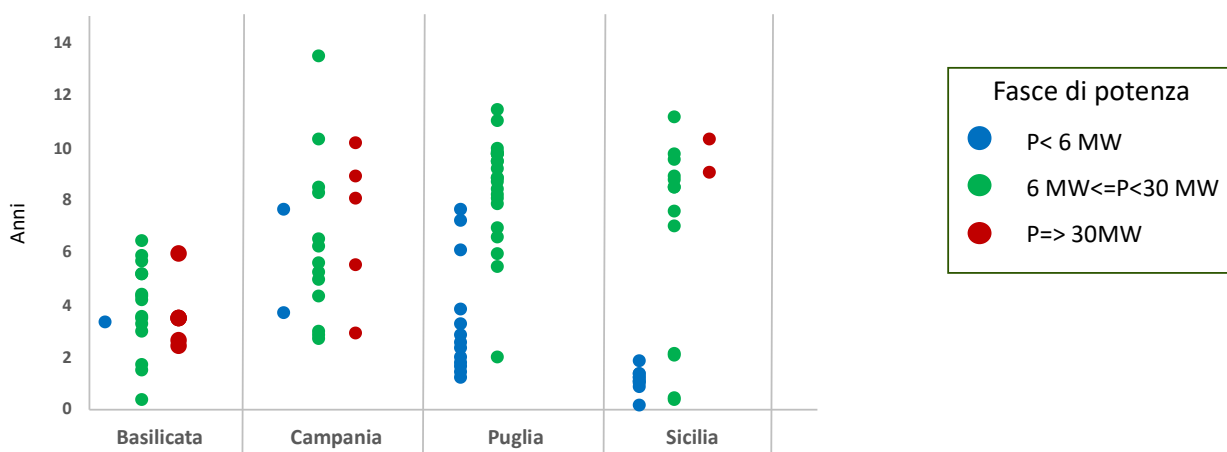
I **principali passi** previsti per il processo di realizzazione di un nuovo impianto partono dalla richiesta di connessione, proseguono con l'ottenimento dell'AU (Autorizzazione Unica, eventualmente passando per la Valutazione di Impatto Ambientale) e si concludono con l'esecuzione dei lavori e l'entrata in servizio dell'impianto. L'AU viene rilasciata al termine di un procedimento unico svolto nell'ambito della Conferenza dei Servizi, costituisce **titolo a costruire ed esercire l'impianto** e, ove necessario, diventa variante allo strumento urbanistico.

Il procedimento unico ha, secondo la norma, durata massima pari a **90 giorni** al netto dei tempi previsti per la procedura di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA), laddove necessaria. L'AU non si sostituisce alla VIA, dove richiesta dalla legislazione vigente.

A solo titolo di esempio si riportano qui i risultati emersi dall'analisi dello storico delle **richieste di autorizzazione** relative ad **impianti eolici**, per 11 Regioni italiane.

Delle 346 richieste di autorizzazione oggetto di analisi, circa **170** si sono concluse con l'**ottenimento dell'autorizzazione** (per una potenza pari a **2,8 GW**, il 29% della potenza totale del campione) mentre richieste per **6,9 GW** risultano ancora in corso.

Analizzando le richieste conclusesi con l'ottenimento dell'autorizzazione, si analizzano i tempi necessari all'ottenimento dell'**Autorizzazione Unica**. Nel grafico si riportano le **tempistiche dei singoli impianti**, suddivisi per regione di appartenenza e taglia dell'impianto.



Non sembrano essere una soluzione al problema della redditività nemmeno due degli strumenti a cui invece si era dato molto credito nel recente passato: i PPA innanzitutto e l'accesso al Capacity Market.

Il Power Purchase Agreement (PPA) è un contratto tra un produttore di energia e un acquirente per l'acquisto dell'energia elettrica a un **prezzo predeterminato per un predeterminato periodo di tempo**. Il contratto **contiene tutti i termini commerciali della vendita dell'energia elettrica** come durata del contratto, volume di energia scambiata, luogo di consegna, tempi e date di consegna, prezzo, prodotti e garanzie.

I contratti registrati nel 2019 confermano che non si è assistito ad uno sviluppo del mercato dei PPA, proseguendo con lo stesso andamento dello scorso anno, in termini di numerosità dei contratti sottoscritti.

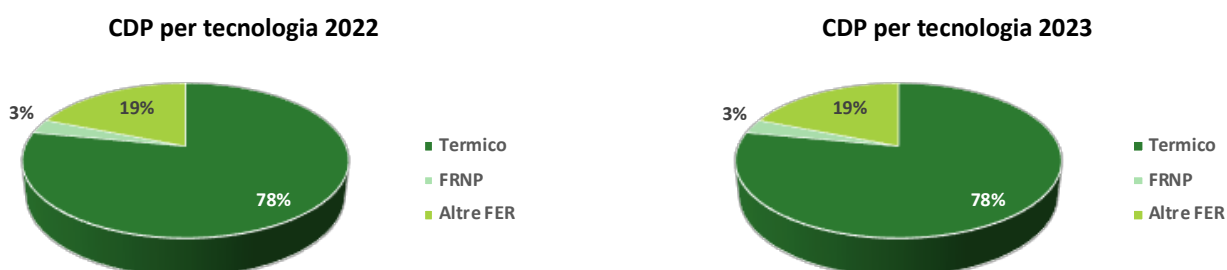
Produttore	Acquirente	Tipologia PPA	Fonte rinnovabile	Capacità installata	Anno inizio	Durata	Localizzazione produzione
A2A Rinnovabili (60%) – Fondazione Rho Fiera (40%)		Joint venture	Fotovoltaica	10 MW	Gen 2019	n.d.	Milano Rho Fiera
BAS FV Italia	Renovables	Utility PPA	Fotovoltaica	20 MW	Dic 2019	10	Basilicata
Axpo Italia	European Energy	Utility PPA	Fotovoltaico	300 MW	Gen 2019	12	Puglia
Fera	DXT	Corporate PPA	Eolico	n.d.	Mag 2019	7	Nord italia
KGAL	DXT	Corporate PPA	Fotovoltaico	53 MW	Ott 2019	5	Sardegna
ERG	ACEA Energia	Utility PPA	Eolico	13,2 MW	Ott 2019	3	Avigliano
Renenergetica	EOS IM Group	Utility PPA	Fotovoltaico	110-250 MW	n.d.	n.d.	n.d.

Questo strumento di mercato continua ad essere poco utilizzato dagli operatori, i quali tendono a privilegiare i meccanismi delle aste e ritenere i PPA uno meccanismo marginale rispetto agli altri esistenti attualmente.

In tabella si riportano **i risultati delle due Aste svolte finora per il Capacity Market, con periodo di consegna 2022 e 2023**. I dati si riferiscono alla CDP nazionale assegnata. Si nota il sostanziale allineamento tra le due aste, in particolare, in entrambe le sessioni i **premi di valorizzazione non si sono discostati dalla base d'asta**.

	Asta 2022	Asta 2023
Totale CDP assegnata [MW/anno]	36.525	39.017
CDP esistente [MW/anno]	34.758	35.013
CDP nuova [MW/anno]	1.767	4.004
Valorizzazione CDP esistente [€/MW/anno]	33.000	33.000
Valorizzazione CDP nuova [€/MW/anno]	75.000	75.000

Per entrambi gli anni di consegna si osserva come poco più del 20% sia stato assegnato a fonti rinnovabili, di cui solamente il **3% a fonti rinnovabili non programmabili** (eolico, solare, idrico fluente e geotermico).



Dal punto di vista degli operatori, la limitata partecipazione delle FRNP al Capacity market è dovuta al fatto che tale meccanismo risulti poco attrattivo per questo tipo di fonti. I **tassi di derating** e la **valorizzazione dell'energia non fornita** sono i principali fattori che non favoriscono l'accesso al meccanismo.

Se non si interviene con forza su queste debolezze, il rischio di «cadere» nello scenario tendenziale è molto forte. Se così fosse, il COVID avrebbe effettivamente dato il colpo di grazia al PNIEC. **Lo spazio di azione, e la volontà di collaborazione degli operatori, c'è ancora ed è quindi quanto mai importante sfruttare questo periodo di «stallo» del mercato per lavorare sui provvedimenti legati al rilancio.**