

Solar Exhibition Conference (SEC) – Rimini, 7 aprile 2022

Permitting e PPA

Dove siamo e come accelerare

Alessio Cipullo, Responsabile Area Affari Tecnici

Riccardo Frigerio, Area Affari Tecnici - Affari Normativi e Regolatori



L'Italia è in piena emergenza energetica perché il prezzo del gas è aumentato di quasi 6 volte...

...e perché quasi il 60% dell'elettricità in Italia viene ancora prodotta con il gas.

Le rinnovabili sono le energie che costano meno. Già quest'anno i produttori rinnovabili hanno stipulato con il GSE (società interamente partecipata dal Ministero dell'economia e delle finanze) contratti a prezzo fisso per 20 anni a **65 €/MWh**, quasi un quinto rispetto al prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica di marzo 2022 pari a **308 €/MWh** (240 €/MWh il 7 aprile!).

ANDAMENTO DEL PREZZO ALL'INGROSSO DELL'ELETTRICITÀ
(Prezzo Unico Nazionale - PUN) in Italia dal 2019 [€/MWh]



Per risolvere la grave emergenza energetica: 60 nuovi GW rinnovabili in 3 anni

-3-

Occorre autorizzare 60 GW di rinnovabili, che:

- farebbero risparmiare il 20% delle importazioni di gas (15 mld metri cubi);
- attiverebbero 85 miliardi di euro di investimenti privati;
- creerebbero 80.000 nuovi posti di lavoro;
- rappresenterebbero 7 volte il maggior gas che il Governo stima di ottenere con l'aumento dell'estrazione dei pozzi nazionali.

Abbiamo la capacità di installare 20 GW di rinnovabili all'anno!

60^{GW}
energia per il PIL

e ancora

-20% importazioni
di gas

+80.000 nuovi posti
di lavoro

60 GW rinnovabili = - costi + indipendenza

-4-

Con 60 GW di nuovi impianti rinnovabili si producono circa 90 TWh di energia elettrica.

Costo, al prezzo attuale, di 90 TWh elettrici prodotti con impianti termoelettrici (240 €/MWh, valore PUN 7 aprile 2022)

22 Mld€

Costo di 90 TWh elettrici prodotti con i 60 GW di nuove rinnovabili e venduti con contratti a lungo termine (65 €/MWh)

6 Mld€

RISPARMIO DI 16 Mld€

L'Italia, al prezzo attuale del gas (110 €/MWh termici), può risparmiare 16 miliardi di euro all'anno in bolletta, riducendo la dipendenza energetica e le emissioni di CO2.

NOTE

Elaborazioni EF su dati GSE, GME, Terna ed Electrification Alliance.
65 €/MWh: prezzo medio assegnato alle ultime aste del GSE.

60 GW: un limitatissimo utilizzo del suolo!

-5-

60 GW di nuove rinnovabili potrebbero essere:

- **12 di eolico, idroelettrico, bioenergie e altre.**
- **48 di fotovoltaico che richiederebbero una superficie pari a 48.000 ettari (ha).**

Se per pura ipotesi i 48 GW di fotovoltaico fossero tutti realizzati su superficie agricola, si utilizzerebbe appena lo 0,15% della superficie italiana oppure lo 0,3% della superficie agricola totale oppure l'1,3% della superficie agricola già oggi abbandonata.

Peraltro, i tanti impianti **agrovoltaici previsti non sottrarranno neanche un metro quadrato di terreno.**

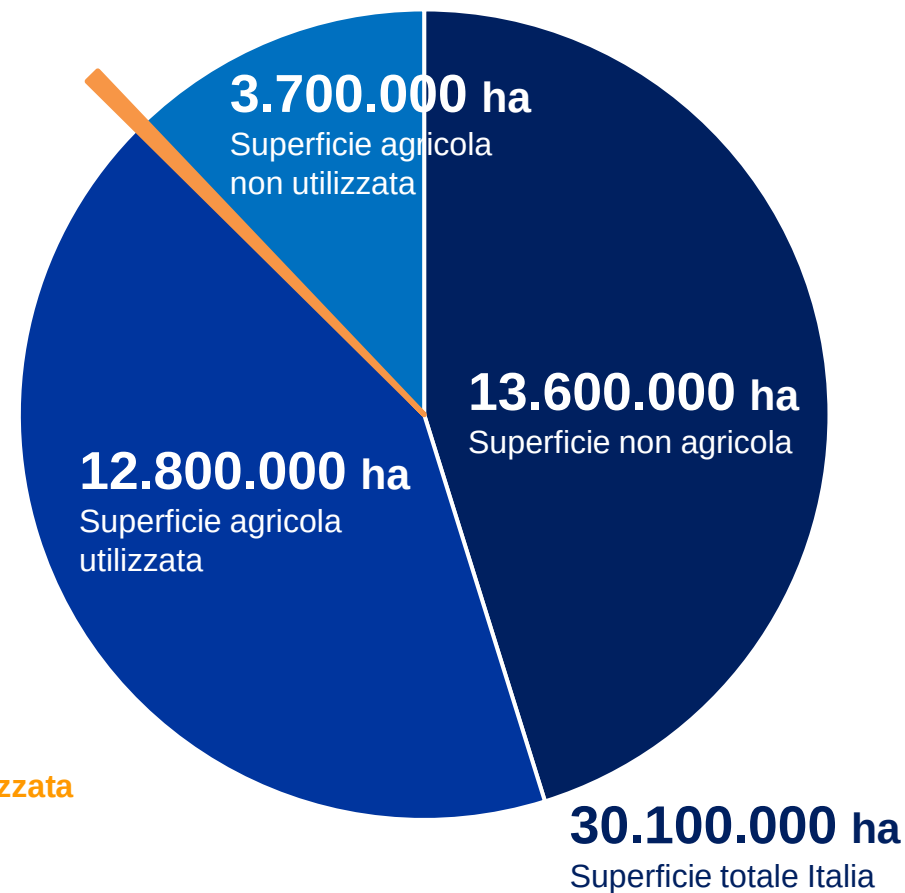
0,15%
della superficie
totale dell'Italia

oppure

0,3%
della superficie
agricola totale

oppure

1,3%
della superficie
agricola non utilizzata



NOTE

I 48 GW di fotovoltaico saranno ripartiti tra impianti a terra (la larga maggioranza) e su tetto. Tenendo conto delle performance degli impianti FV a terra di ultima generazione si stima già oggi si arrivi ad appena 1 ha/MW, ma in via conservativa si ipotizza che 1 ha/MW valga per i 48 GW di impianti fotovoltaici. Su aree produttive le soluzioni di agrovoltico potranno richiedere un maggior interessamento di suolo, ma non comporterebbero sottrazione di terreno utilizzato per le colture.

Fonti: Istat, Linee guida per l'applicazione della legge 21 novembre 2000 n. 353; SNPA – Rapporto sul consumo suolo 2021;

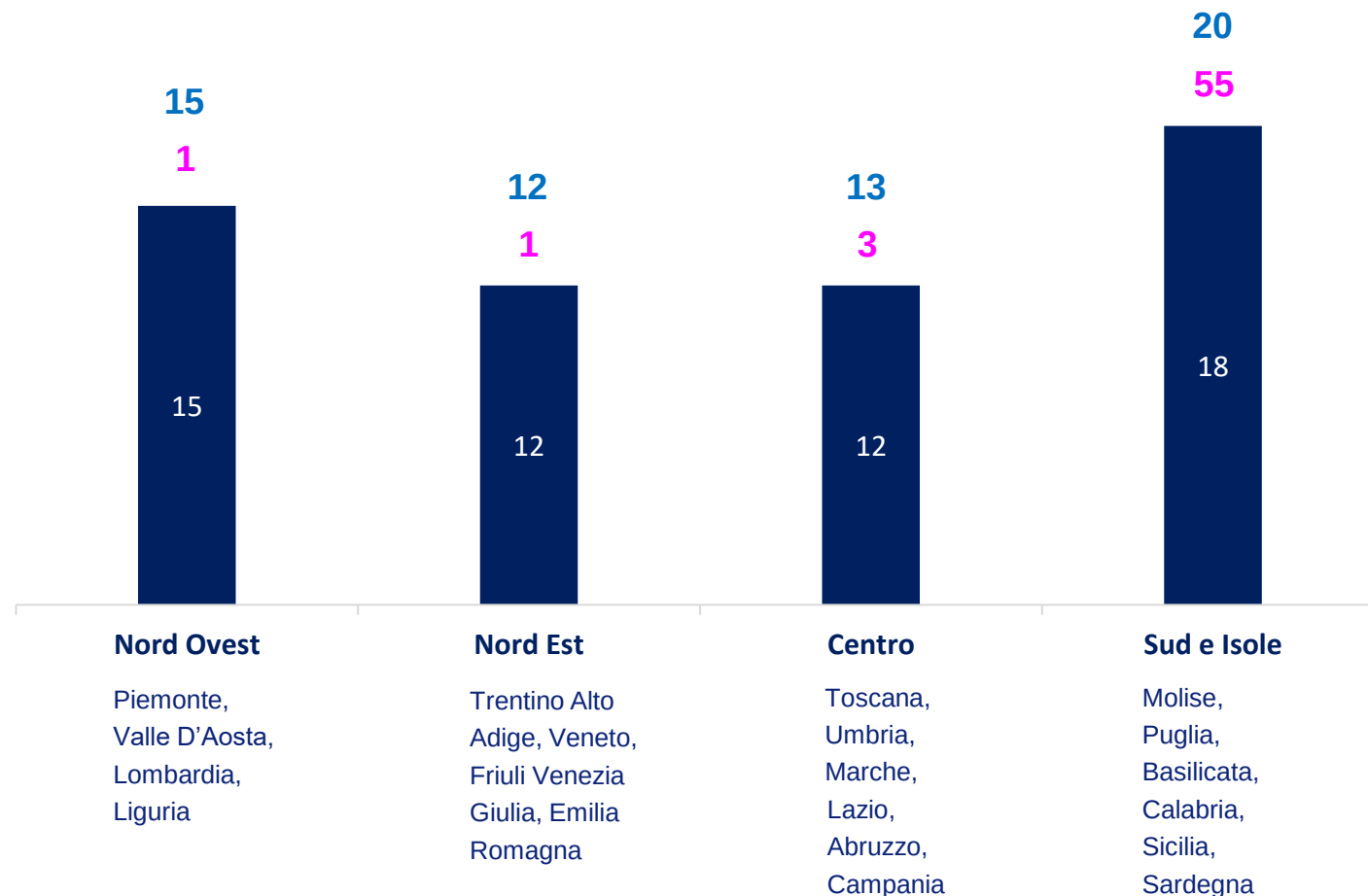
Opportunity sharing: fondamentale sarà governare lo sviluppo dei 60 GW di nuova capacità FER da realizzare

-6-

In azzurro i 60 GW di nuova capacità FER nei prossimi 3 anni ripartiti in proporzione all'installato attuale.

In fucsia la ripartizione prevedibile dei 60 GW in base alle richieste di connessione ricevute da Terna.
Ritenuta non fattibile, come segnalato in audizione al Senato già lo scorso 16 settembre 2021.

Gli istogrammi blu rappresentano l'attuale installato FER pari a 57 GW.



NOTE:

Elaborazione Elettricità Futura su dati RSE, GSE, GME, Terna e Commissione europea. Gli ultimi dati consuntivi Terna indicano una capacità rinnovabile complessiva pari a 57 GW a fine 2021 (dato pre-consuntivo). La ripartizione dei nuovi 60 GW è stata calcolata tenendo conto dell'installato attuale per ciascuna fonte rinnovabile, con l'eolico localizzato quasi esclusivamente al Centro-Sud e Isole e l'idroelettrico principalmente al Nord.

Le richieste di allaccio ricevute da Terna a fine 2021 ammontano a circa 170 GW di cui oltre il 90% nella zona Sud e Isole.

Il Commissario straordinario per l'emergenza energetica

-7-

Siamo in emergenza energetica. Il prezzo del gas è di 6 volte più alto rispetto alla media degli ultimi anni.

Come fatto per l'emergenza sanitaria, è necessario un Commissario straordinario.

Proponiamo di conferire l'incarico al Presidente delle Commissioni VIA-VAS e PNRR-PNIEC con l'obiettivo di:

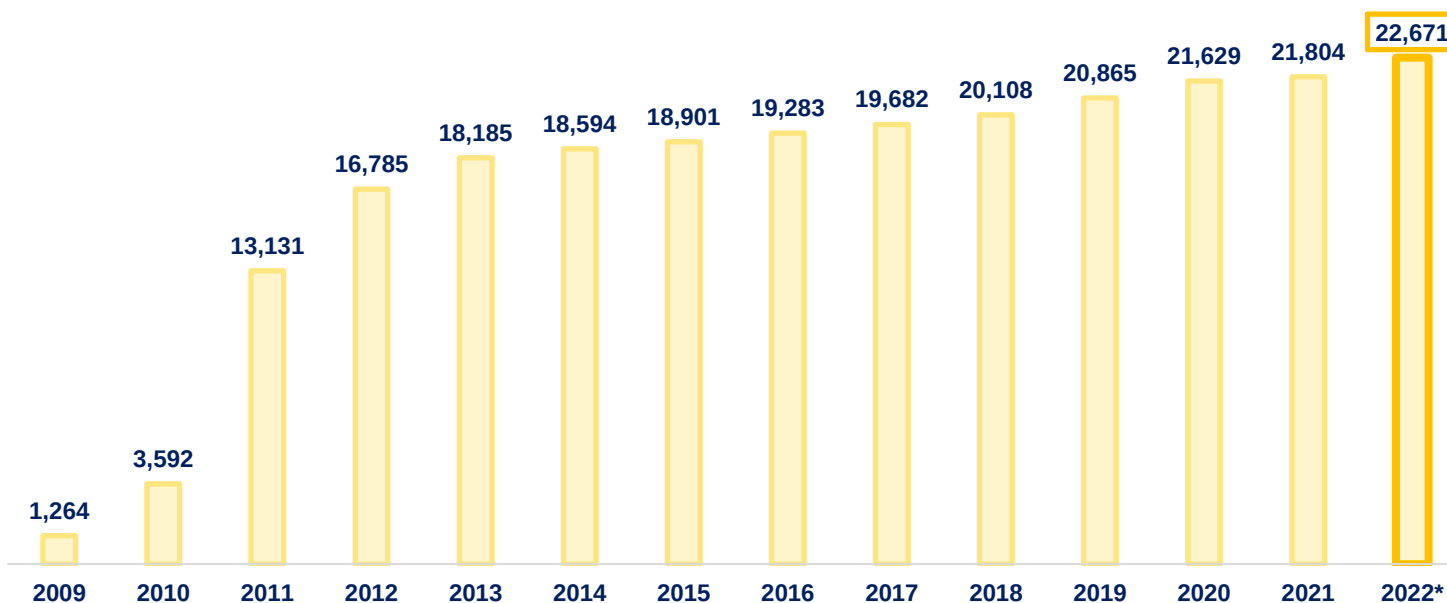
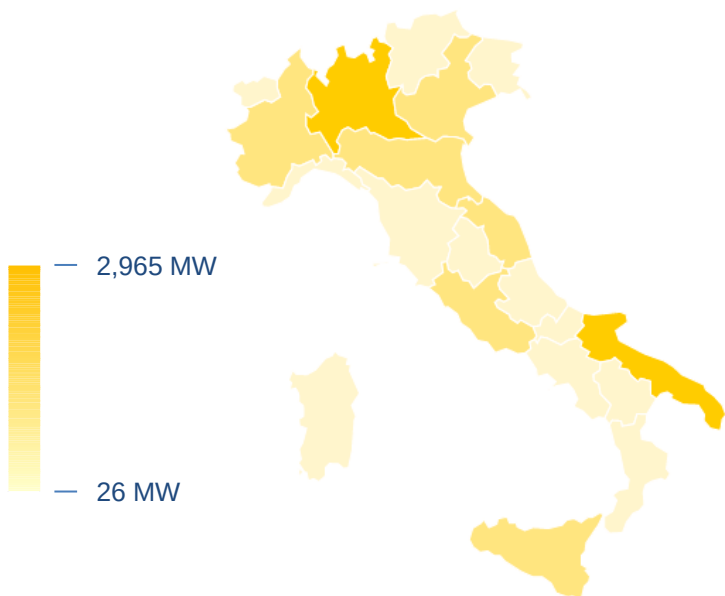
- **Autorizzare 60 GW di nuovi impianti rinnovabili e i necessari sistemi di accumulo (stimati in 48 GWh di accumulo di grande taglia), così da governarne lo sviluppo territoriale in funzione delle caratteristiche della rete, della distribuzione dei consumi e delle altre variabili al fine di ottimizzare il funzionamento.**
- **Nominare un sub-commissario per ogni Regione (Presidenti o loro delegati).**
- **Agire in deroga ad ogni disposizione di legge diversa da quella penale.**
- **Provvedere alle occupazioni di urgenza e alle espropriazioni delle aree su cui installare gli impianti.**
- **Avvalersi della Commissione VIA-VAS, della Commissione PNRR-PNIEC e delle strutture regionali competenti in materia di energia e ambiente.**
- **Monitorare la realizzazione degli impianti autorizzati.**

L'autorizzazione del Commissario sostituisce, ad ogni effetto di legge, tutti i "passaggi autorizzativi", ad eccezione dei pareri – non vincolanti – relativi alla tutela ambientale e di beni culturali e paesaggistici.

La generazione da FER in Italia

Capacità installata – Focus fotovoltaico

-8-



- **980 MW** installati nel **2021**
- **22.7 GW** di capacità totale al 31 gennaio 2022
- **1,024,242** impianti

NOTE

Fonti: GSE, Terna

La generazione da FER in Italia

Gli effetti dei ritardi nel *permitting*

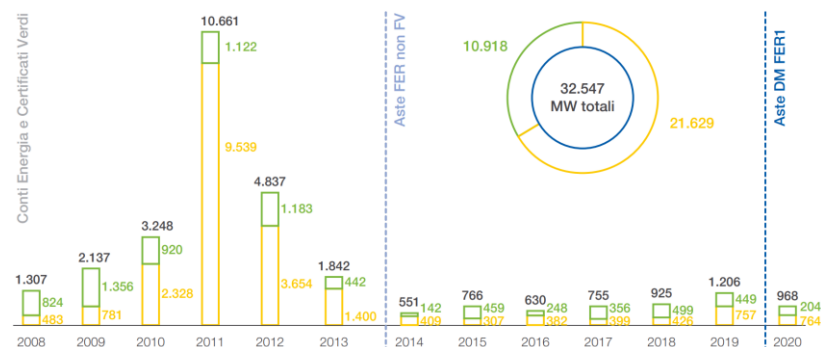
-9-

L'Italia è il Paese europeo con le tempistiche più lunghe e i costi più alti per ottenere un'autorizzazione.

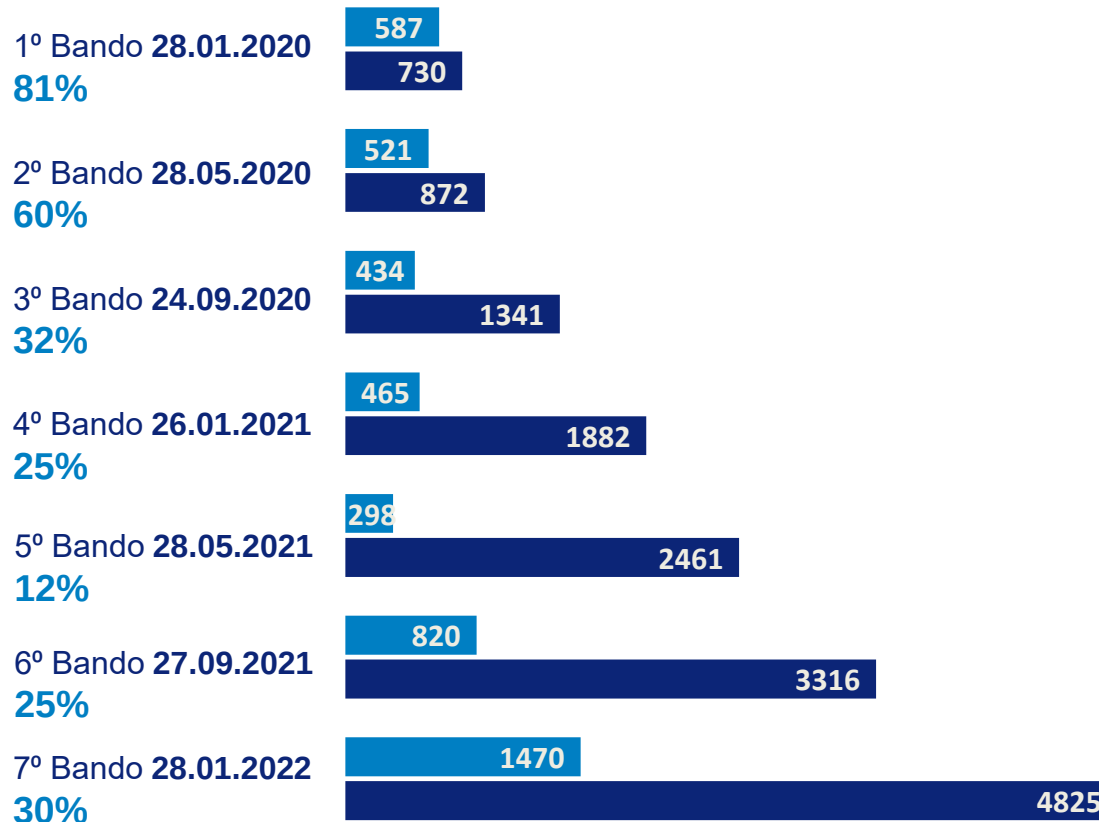
Quasi il 50% delle richieste di autorizzazione non diventa un impianto e l'altro 50% lo diventa con quasi 6 anni di ritardo.

È drammatico il gap tra i progetti fotovoltaici presentati e quelli autorizzati dalle Regioni.

Ad esempio, dal 2019 a giugno 2021 in Sicilia e in Basilicata è stato autorizzato appena il 2% delle richieste, peggiora la situazione in Puglia e Marche dove le autorizzazioni sono totalmente ferme.



L'insuccesso dei bandi del Decreto FER 1



■ Richieste in posizione utile [MW]

■ Contingente messo a gara per aste e registri [MW]

La generazione da FER in Italia

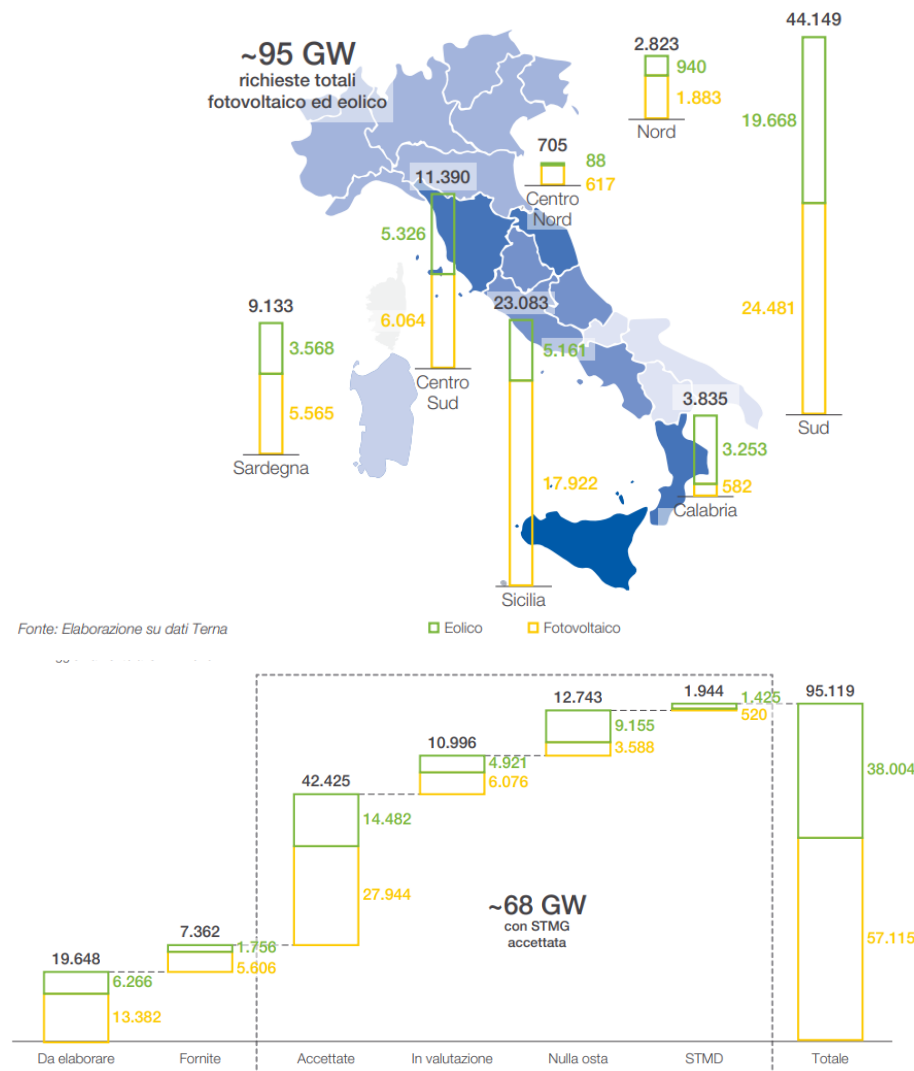
Gli effetti dei ritardi nel *permitting*

-10-

La situazione dello stato di avanzamento delle domande di connessione di nuovi impianti FER alla RTN fornisce un quadro eloquente della situazione.

Al 31 dicembre 2020 risultavano circa 95 GW di richieste per nuovi impianti fotovoltaici ed eolici, la maggior parte concentrati nel Sud Italia.

I dati aggiornati mostrati di recente da Terna indicano che questa cifra, a fine 2021, è aumentata fino a raggiungere circa 180 GW di nuove richieste di connessione



NOTE

Fonte: Terna, Piano di Sviluppo 2021 - Evoluzione Rinnovabile

Il «DL Semplificazioni» definisce il quadro normativo nazionale per semplificare e agevolare la realizzazione del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR), del Piano Nazionale degli investimenti complementari e del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) e integra il precedente DL 16 luglio 2020 n.76.

Tra le misure di maggiore rilievo per il settore energetico figurano quelle per:

- **Semplificare le procedure ambientali e ridurre i tempi dei procedimenti vigenti.**
- **Semplificare i processi autorizzativi per la costruzione di nuovi impianti a fonti rinnovabili, il repowering degli esistenti (in misura limitata!) e i sistemi di accumulo.**
- **Favorire la diffusione del fotovoltaico (misure per impianti solari su aree industriali, commerciali e artigianali; sostegno - a certe condizioni - degli impianti agrovoltai)**
- **Limitare/coordinare meglio i poteri del Ministero della Cultura.**

Le principali novità del settore I Decreti emanati e attesi

-12-

Decreto 199/21

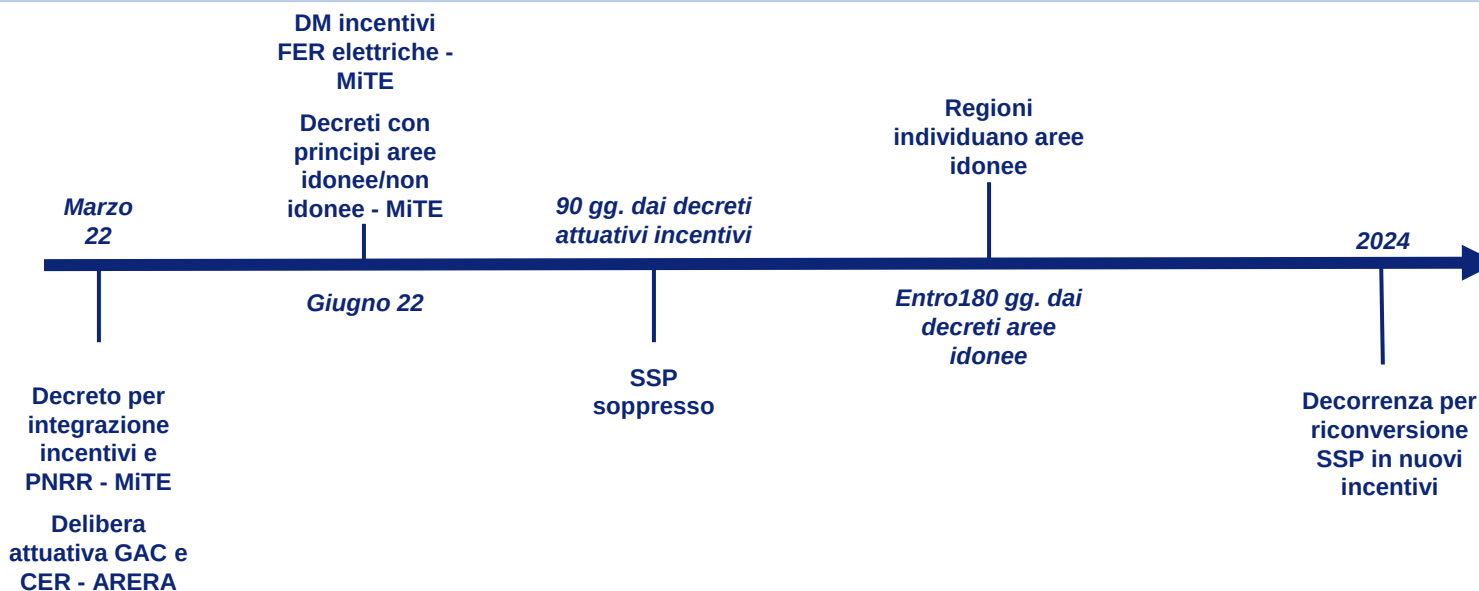
- Nuovi incentivi Bandi, aste, registri e incentivi per la condivisione (comunità energetiche)
- Aree idonee Coordinamento risorse PNRR

DL 25 febbraio 2022, 13
Compensazione a due vie su energia immessa per impianti FV incentivati > 20 kW e merchant ante 2010 (cd. taglio extraprofitti)

DL 01 marzo 2022, n. 17

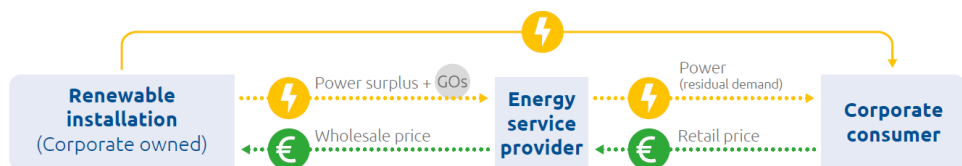
- Estensione Modello Unico per impianti integrati sui tetti fino alla potenza di 200 kW
- Limite occupazione suolo 10% per accesso incentivi impianti FV su aree agricole e agrivoltaici

DL 21 marzo 2022 , n. 21
Tassa 10% per attività di produzione energia finalizzata alla vendita di beni e per rivenditori di energia elettrica



Power Purchase Agreement (PPA) Definizioni e tipologie

-13-



- Electricity flow
- Cash flow
- Balancing electricity flow
- Balancing electricity cash flow
- Guarantees of Origin from renewable installation
- Guarantees of Origin from GO market
- Transfer of Guarantees of Origin

Contratti bilaterali di fornitura di energia elettrica da fonte rinnovabile tra un produttore di energia da fonte rinnovabile (*seller*) e un acquirente (*buyer/off-taker*) caratterizzati da un elevato livello di flessibilità e personalizzazione sulla base delle specifiche esigenze energetiche dell'acquirente.

Vi sono due **tipologie** principali di PPA:

- **Corporate PPA:** contratto bilaterale ottenuto tra un produttore e un consumatore.
- **Merchant PPA:** contratto tra un produttore e un trader energetico.

Le **configurazioni** possibili invece sono molteplici:

- On-site/off-site
- Fisici/virtuali
- Multi-buyer/multi-seller/multi-technology
- Cross-border

Power Purchase Agreement (PPA)

Vantaggi e rischi

-14-

Vantaggi:

- **Per il produttore:** fonte di entrate duratura e certa che abilita la bancabilità di un nuovo asset di produzione, promuovendo l'installazione di nuova capacità FER sul territorio nazionale, o garantisce l'estensione della vita utile di un impianto già installato.
- **Per l'acquirente:** approvvigionamento di lungo periodo di energia verde con una maggiore sicurezza e stabilità dei prezzi di fornitura e con impatti positivi in termini sia in riduzione della propria *carbon footprint* che reputazionali.
- **Per il sistema:** se il PPA è sottoscritto in relazione a impianti FER di nuova realizzazione, si soddisfa il principio dell'«addizionalità», fornendo un supporto concreto verso gli obiettivi al 2030 di decarbonizzazione.

Complessità e rischi:

- **Rischio di controparte:** sia lato acquirente, in caso di mancato pagamento o di default, che produttore, in caso di ritardi nella realizzazione del nuovo impianto.
- **Rischio di volume:** derivante dalla natura intermittente delle FER e dalle performance dell'impianto
- **Rischio prezzo:** derivante dalle variazioni nel prezzo dell'energia fornita all'acquirente.
- **Rischio normativo/regolatorio:** dovuto a un quadro normativo/regolatorio ancora incerto e, soprattutto, alle problematiche attuali nel processo di permitting

Power Purchase Agreement (PPA) Italia ed Europa a confronto

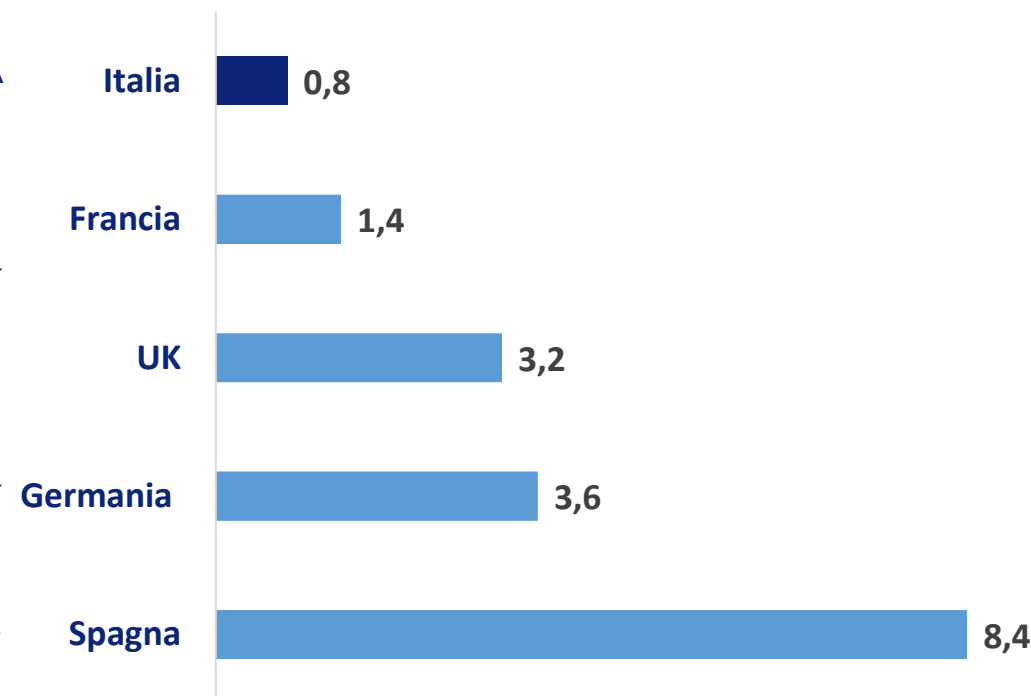
-15-

In Europa, l'energia totale contrattualizzata nel periodo 2010-2021 attraverso PPA green è stata circa **37 TWh**, di cui solo 0,8 TWh in Italia (2% del totale), la più bassa tra le grandi economie europee. Al 2030, l'energia tramite PPA in Europa potrebbe aumentare di **almeno 20 volte**.

Nel 2021, a fronte di **13,4 TWh** di nuova energia contrattualizzata in Europa, la quota italiana ammonta a circa **0,6 TWh** (4,5 % del totale). Ciò è dovuto a molteplici e significative **barriere alla diffusione dei PPA in Italia**:

- ✗ Incertezza dell'evoluzione del **quadro normativo-regolatorio**, con impatti sia sulla contrattazione tra privati che sulle forniture di energia verde alla PA (**Green Public Procurement**).
- ✗ Assenza di **piattaforme apposite** per facilitare la stipula dei PPA.
- ✗ Mancanza di strumenti per mitigare i **rischi di controparte** (finanziari e di mercato) e le complessità dello strumento stesso

Energia contrattualizzata attraverso PPA rinnovabili nel periodo 2010-2022 [TWh]



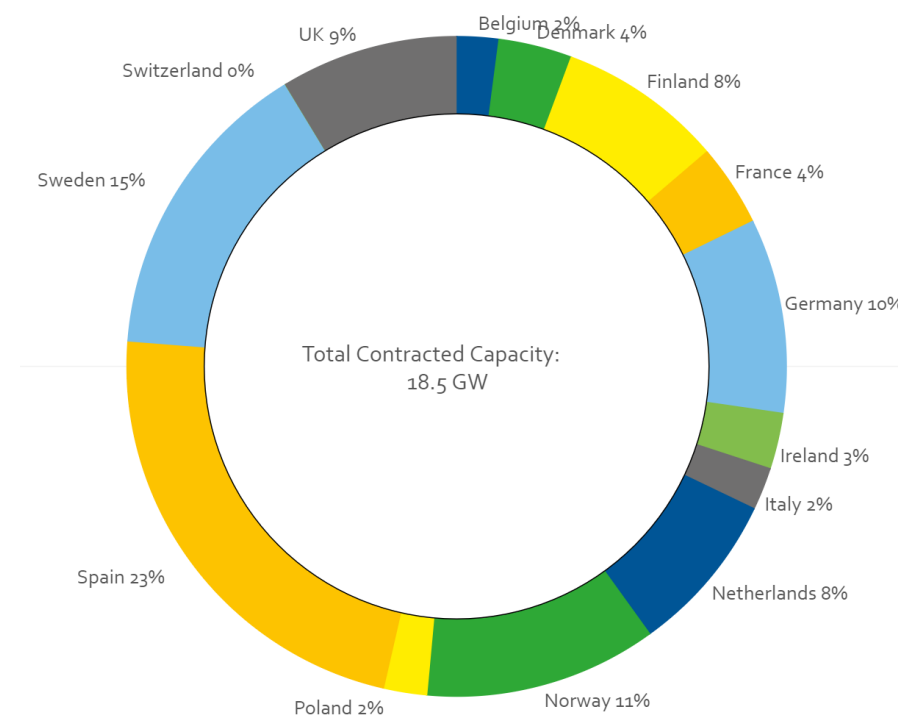
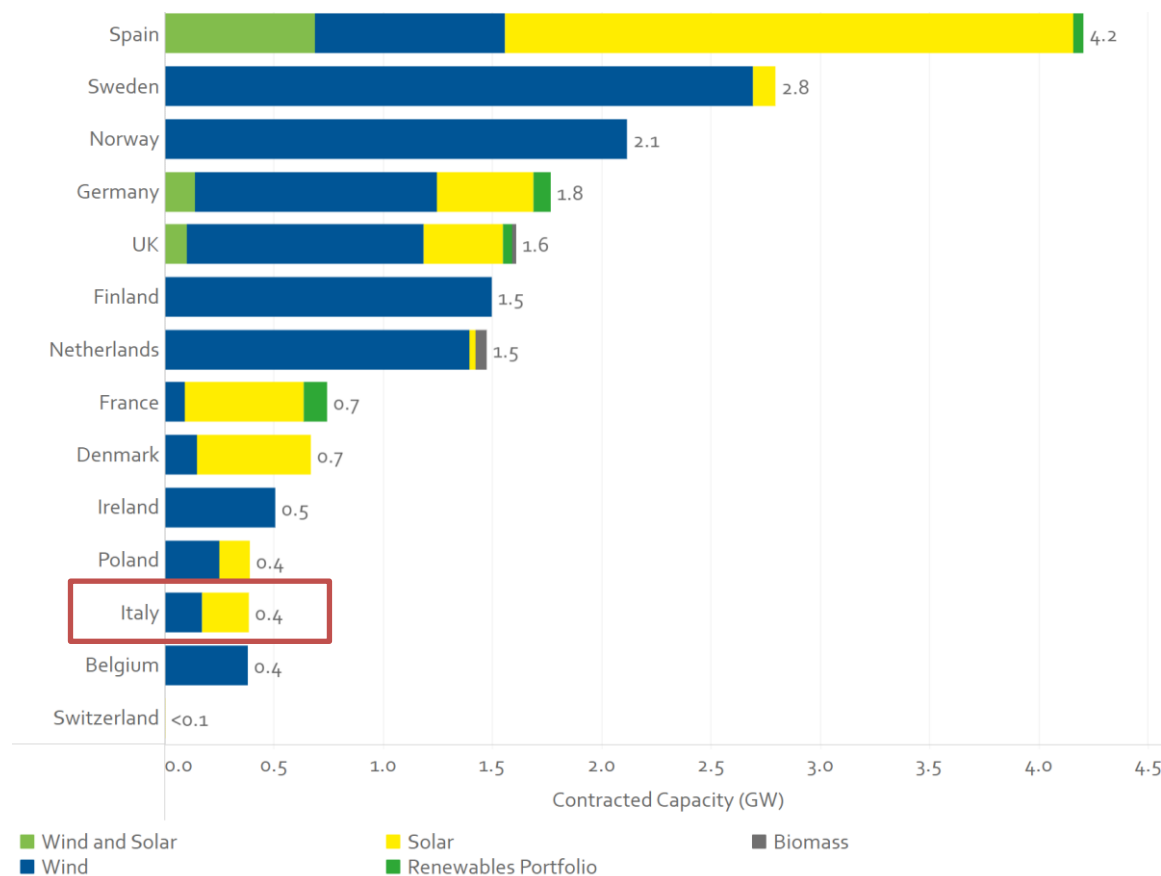
NOTE

Elaborazione Eletticità Futura su dati Re-Source (<https://resource-platform.eu/buyers-toolkit/>). Il volume complessivo contrattualizzato in Europa nel periodo 2010-2021 è circa 16 GW. Per calcolare l'energia elettrica prodotta si è ipotizzato una media di 2000 ore di produzione annue. Nel 2020, il nuovo volume contrattualizzato è stato 3,6 GW in Europa.

Power Purchase Agreement (PPA) Italia ed Europa a confronto

-16-

Capacità contrattualizzata attraverso PPA rinnovabili e ripartizione tra i principali paesi UE nel periodo 2010-2022 [GW]



NOTE

Fonte: Re-Source, Buyer's Toolkit

Power Purchase Agreement (PPA)

Ritardi nel *permitting*: barriera alla diffusione dei PPA

-17-

- Le criticità e inefficienze nell'attuale iter per l'ottenimento dei permessi autorizzativi per la realizzazione di nuovi impianti FER o il ripotenziamento/rifacimento di impianti già esistenti ha ripercussioni anche sulla diffusione dei PPA.
- Recenti norme (DL Semplificazioni 2020/21, DL 8 novembre 2021, n.199, di attuazione della Direttiva RED II) hanno introdotto semplificazioni sull'iter autorizzativo, che sono però ancora insufficienti considerata l'entità degli investimenti per realizzare nuova capacità FER necessari per raggiungere i target UE 2030.
- Finché permarranno forti criticità nell'iter di *permitting* per nuova capacità FER, un mercato esteso dei PPA fatterà a prendere piede.

Power Purchase Agreement (PPA)

Il quadro normativo e regolatorio

-18-

L'art. 18 del Decreto 4 luglio 2019 (DM FER 1) prevedeva che:

- Il GME realizzasse una piattaforma di mercato a partecipazione volontaria per la negoziazione di PPA (DCO svolto nel gennaio 2020, ma che non è culminato in provvedimenti attuativi)
- ARERA adottasse le disposizioni necessarie per rimuovere eventuali barriere regolatorie per la diffusione dei PPA
- Il MiSE adottasse misure per favorire l'applicazione dei PPA per le forniture della Pubblica Amministrazione, tramite gare di Consip

L'art. 18 del DM FER 1 è stato recentemente abrogato e sostituito dall'art. 28 del Decreto Legge 8 novembre 2021, n. 199, per l'attuazione della Direttiva UE RED II, il quale prevede che:

- GME realizzi una **Bacheca informativa** per facilitare l'incontro tra domanda e offerta interessate a sottoscrivere un PPA.
- La realizzazione della **piattaforma per la stipula dei PPA**, per la quale il MiTE dovrebbe fornire indirizzi al GME, sia condizionata ad alcuni fattori: l'evoluzione del mercato dei PPA e della liquidità della domanda e dell'offerta, specifici rapporti di monitoraggio del GME
- Consip definisca strumenti di gara per l'**approvvigionamento alla PA di elettricità da FER tramite PPA** (DCO concluso nel gennaio 2022)
- ARERA integri le **linee guida dei Gruppi di acquisto per promuovere anche i PPA** fra le modalità di approvvigionamento di energia da FER, anche tramite aggregatori indipendenti (non è stata riconfermata la disposizione prevista dal DM FER 1 per l'implementazione di misure volte a rimuovere barriere regolatorie alla diffusione dei PPA)

Power Purchase Agreement (PPA) La Bacheca PPA del GME

-19-

- Bacheca a solo **fine informativo e di monitoraggio**, per favorire incontro tra potenziali venditori e acquirenti e monitorare i PPA sottoscritti. La stipula del PPA avviene al di fuori della bacheca
- Sono visualizzati **annunci di offerta di PPA** da parte dei venditori
- Ogni annuncio di PPA è corredato da un **set informativo minimo che dettaglia le caratteristiche dell'offerta** (es. durata, profilo, prezzo,...) e permette la confrontabilità tra le stesse
- L'acquirente può selezionare un'offerta tra quelle disponibili e **manifestare il proprio interesse** per poter essere messa in contatto con il venditore
- In caso di sottoscrizione di PPA devono essere **caricati sulla Bacheca i dettagli del contratto**, ai fini del monitoraggio da parte del GME
- DCO concluso a gennaio 2022, a cui EF ha inviato **osservazioni**, e Regolamento pubblicato il 30 marzo
- Avviata una fase di prove in bianco per la prima settimana di aprile per testare la Bacheca

Power Purchase Agreement (PPA) Soluzioni per sbloccare lo strumento

-20-

Per superare le attuali criticità e favorire lo sviluppo dei PPA in Italia come strumento essenziale per abilitare il raggiungimento dei target 2030 occorre perciò:

- Inserire lo strumento dei PPA in una riforma organica e profonda dell'attuale mercato elettrico per renderlo "Fit-for-55", consentendo di raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione e al contempo mantenere adeguati standard di sicurezza e adeguatezza.
- Definire vincolo progressivo (100% entro 5 anni) da parte della Pubblica Amministrazione di approvvigionamento di energia elettrica da FER tramite PPA a 10 anni (Green Public Procurement).
- Aggiornare e semplificare il quadro normativo-regolatorio recependo le Direttive UE 2018/2001 RED II e 2019/944 Mercato, anche per facilitare l'ottenimento dei permessi autorizzativi, propedeutici alla realizzazione di nuova capacità FER.
- Realizzare una piattaforma per la stipula dei PPA per facilitare l'incontro tra domanda e offerta e aumentare la liquidità del mercato dei PPA, a partecipazione facoltativa e dotate di meccanismi di garanzie pubbliche per rimuovere o mitigare il rischio controparte.

Power Purchase Agreement (PPA)

Piattaforma per la stipula di PPA

-21-

La presenza di Piattaforme dedicate è una condizione fondamentale per promuovere la diffusione e l'utilizzo dei PPA facilitando l'incontro tra *buyer* e *seller*. Indipendentemente dal soggetto che la realizzerà e gestirà, tali Piattaforme dovranno soddisfare alcuni requisiti chiave:

- **Accesso facoltativo** e requisiti minimi per l'ammissione e la partecipazione sia per i buyer che per i seller.
- Possibilità di sottoscrivere PPA con profilo di carico sia *baseload* che *pay-as-produced*, più adeguati alla fornitura di elettricità a lungo termine da FER.
- **Durata minima dei contratti non inferiore ai 3 anni e durata massima anche oltre i 10.**
- **Meccanismi di copertura dal rischio di controparte per il buyer e il seller.**
- **Possibile coesistenza di più piattaforme contemporanee, sia fisiche che finanziarie.**
- **Una volta raggiunto un adeguato livello di liquidità, previsione di differenti opzioni per la quotazione dell'energia, non solo prezzo fisso (es. collar, profit sharing, indicizzazione parziale, ecc.).**

NOTE

Nella consultazione GME 2/2020 la durata minima-massima dei PPA stipulabili sulla PPA Platform era stata proposta pari a 5-10 anni. Una durata minima di 3 anni, almeno per un primo periodo di funzionamento della piattaforma, è preferibile perché contribuirebbe ad aumentare la partecipazione e liquidità.

Profilo Baseload: acquisto di un volume prestabilito di energia da consegnare a intervalli temporali regolari (rischio volume sul produttore).

Profilo pay-as-produced: acquisto del totale, o solo di una percentuale, dell'energia prodotta da un impianto, ma senza definire volumi di produzione minimi (rischio volume principalmente sull'acquirente).

Grazie per l'attenzione

segreteria@elettricitafutura.it

#greendealora

