

Addendum

Risposte ai quesiti in sede di Audizione

1. On. Porchietto:

➤ **Quesito1 - Eolico offshore galleggiante:**

Come Falck Renewables, abbiamo avviato progetti di eolico offshore galleggiante sia in Scozia che in Italia. Nello specifico,

- In Scozia, a inizio anno, ci siamo aggiudicati tre offerte nell'ambito dell'asta ScotWind, condotta da Crown Estate Scotland per le concessioni dei fondali marini per lo sviluppo di progetti eolici marini su larga scala al largo delle coste scozzesi. Le tre aree potrebbero ospitare un totale di circa 3 GW di capacità eolica marina con tecnologia galleggiante.
- In Italia, abbiamo presentato ad oggi le richieste di concessione demaniale marina per 5 progetti (due in Puglia, una in Calabria e due in Sardegna), per un totale di circa 4,6 GW.

Mi preme tale precisazione per portarVi all'attenzione che, a nostro avviso, anche l'Italia è oggi assolutamente pronta ad accogliere la tecnologia offshore galleggiante e sfruttare potenziale dell'energia del vento nei mari italiani.

Così come avvenuto negli scorsi anni per le fonti rinnovabili oggi mature (come eolico e fotovoltaico *onshore*), risulta necessaria **una "attivazione" iniziale sotto forma di sostegno esplicito alle nuove rinnovabili**, che garantisca la fattibilità concreta dei progetti e dia lo stimolo essenziale al loro sviluppo. Infatti, ad oggi i valori per la tecnologia *offshore* risultano da stime come segue:

Tecnologia	Capex (milioni di €/MW)	LCOE ¹ (€/MW)
Eolico <i>offshore</i> (fisso e/o flottante)	2,5 – 5,0	70 - 200
Eolico <i>onshore</i>	0,95 – 1,2	40 - 60

Da tenere in considerazione il fatto che i numeri sopra indicati variano a seconda del paese di riferimento e del livello di maturazione raggiunto. Inoltre, mentre eolico tradizionale ha già percorso la sua curva di economia di scala che gli ha consentito di ridurre i costi capex, per l'eolico offshore siamo solo agli inizi ed è quindi ragionevole pensare che i costi capex possano scendere piuttosto rapidamente in funzione delle installazioni globali che tenderanno ad aumentare. WindEurope prevede 111 GW di offshore entro il 2030, per arrivare ad almeno 300GW al 2050 (coerentemente con

¹ Costo Livellato dell'Energia

quanto indicato dalla Offshore Renewable Energy Strategy - parte del pacchetto EU Green Deal).

È ragionevole quindi pensare che anche l'offshore flottante, quando nel corso di pochi anni a livello mondo la capacità installata raggiungerà i 5-10 GW (ad oggi la capacità installata è infatti inferiore ai 100 MW), potrà avere LCOE comparabili con quelli dell'offshore eolico tradizionale e dell'onshore eolico.

Il sostegno previsto dovrebbe sostanziarsi in una ricaduta che avverrebbe in tempi più rapidi rispetto a quanto avvenuto per le FER tradizionali, dato che l'impatto dell'offshore è **quasi al 100% sull'economia italiana ed europea** e la tecnologia non è completamente nuova in quanto condivide molto con l'onshore wind, e l'offshore oil and gas. A tendere, tale processo permetterà di ottenere una forte riduzione dei costi, a seguito della realizzazione di economie di scala, insieme all'aumento delle dimensioni degli impianti e a una filiera locale industriale in espansione.

In sintesi, sulla base delle esperienze maturate con le fonti rinnovabili tradizionali - ma anche con analoghi progetti eolici *offshore* in Europa - risulta consigliabile prevedere:

- **la definizione di aste dedicate a prezzo di mercato per la tecnologia offshore galleggiante, tramite un meccanismo di *Contract for Difference (CfD)* a due vie.** Con un primo target di 5 GW al 2030, per una produzione stimata annuale di 17 TWh, che vale circa il 5% del consumo interno lordo del Paese. Tale dispositivo, che garantirebbe la bancabilità dei progetti, comporta **l'allocazione di circa 5 miliardi di euro per i primi 25 anni di vita utile dell'impianto, a copertura delle garanzie per la valorizzazione dell'energia immessa in rete nel lungo periodo.** Sulla produzione cumulata di 25 anni (vita utile minima prevista per tale tecnologia) di questi progetti si parlerebbe di un incentivo di **11-12 euro a MWh prodotto.**
- **per sostenere la realizzazione delle opere infrastrutturali richieste (linee, sottostazioni, adeguamento porti, logistica, ecc.), un co-investimento da parte del settore pubblico che copra fino al 50% dei costi,** in aggiunta all'investimento che sarà sostenuto dagli investitori privati. L'importo corrispondente (preliminarmente stimato in circa **1,75 miliardi di euro**) verrebbe erogato *una tantum*, per infrastrutture che rimarranno a servizio del territorio e potranno essere fruite anche per ulteriori fini logistici e industriali.

Cogliamo con favore quanto contenuto nella recente bozza del DM FER 2, che pare andare, almeno in parte, nella direzione sopra descritta, ma mi preme sottolineare la necessità di aumentare il contingente per ora indicato pari 3.500 MW, anche in considerazione del fatto che ad oggi risultano pervenute a Terna richieste di connessione pari a 22.000 MW.

Sottolineo infine che le stime sopra riportate derivano dall'osservazione di quanto avvenuto in mercati che stanno adottando una strategia simile: per esempio, la Danimarca, che pur avendo già raggiunto una dimensione rilevante di eolico *offshore*, continua a dare supporto all'installazione di nuova capacità in mare, tramite meccanismi di asta competitiva simili a quanto sopra descritto. In un caso recente, a un progetto *offshore* da 800 MW, la Commissione Europea ha accordato un fondo pari a 870 milioni di euro per garantire un CfD della durata di 20 anni.

Per ciò che concerne la **compatibilità tra attività eolica offshore galleggiante e pesca**, sottolineo quanto segue:

L'impatto sulla componente, durante la fase di costruzione e poi di esercizio del parco eolico, comporterà una riduzione modesta e sostenibile dell'area pescabile. I parchi eolici, infatti, si inseriscono perfettamente nel contesto dell'attività della pesca, soprattutto nel caso di riduzione di sovrapposizioni con le aree di pesca a strascico.

A differenza delle turbine eoliche offshore fissate sul fondale marino, quelle galleggianti vengono assemblate a terra e rimorchiate in sito. Ciò permette di ridurre la durata della fase di installazione e degli interventi di manutenzione.

Inoltre, in riferimento agli studi condotti nel Mare del Nord, nel Baltico e nell'Atlantico orientale, e riportati nel documento "Offshore wind projects and fisheries - European MSP (Maritime Spatial Planning) Platform", attraverso l'introduzione di strutture in mare, i parchi galleggianti costituiscono elementi di aggregazione FAD (Fish Aggregating Device) e possono contribuire all'aumento della fauna ittica che sfrutta l'effetto di riparo e la presenza di cibo costituita dalla fauna bentonica che può colonizzare le strutture.

Al fine della valutazione dell'impatto sull'attività della pesca, durante l'intero ciclo di vita del progetto, sarà necessario pertanto considerare i seguenti elementi:

- Il rispetto (a distanza di sicurezza) delle rotte soggette alle attività di pesca a strascico (nel caso siano presenti)
- Il contributo positivo legato al fenomeno di "Reef Effect", FAD e "no-entry zone" (equiparabile ad una zona di conservazione delle risorse ittiche), che si verificherà in corrispondenza del parco eolico

In conclusione, l'impatto sulla componente pesca riferito alla superficie occupata dal parco eolico può essere considerato NEGATIVO - LIEVE - REVERSIBILE NEL LUNGO PERIODO (fino alla fase di *decommissioning* dell'impianto), mentre, l'impatto riferito al fenomeno di ripopolamento ed aumento delle specie ittiche connesso ai fattori "Reef Effect", FAD e "no-entry zone" può essere ritenuto POSITIVO se si considera anche il potenziale contributo verso le aree limitrofe ("*spill-over*").

2. On. Benamati

➤ **Quesito 2 - Contratti rinnovabili a lungo termine per calmierare i prezzi dell'energia:**

La situazione di crisi contingente rende il mercato dei contratti di approvvigionamento rinnovabile a lungo termine (PPA di almeno 10-15 anni) una soluzione da attenzionare. Infatti, i PPA possono giocare un ruolo importante in questo contesto di crisi energetica. Rispetto ad altri Paesi Europei come Spagna e Paesi Nordici, il mercato italiano dei PPA nonostante il suo elevato potenziale non è ancora decollato.

Oltre ad una reticenza da parte della domanda (principalmente utilities e imprese industriali) ad assumere impegni con prezzi fissi a lungo termine, è da sottolineare anche la difficoltà nell'autorizzare nuovi progetti rinnovabili che nell'ambito di tali contratti costituiscono l'offerta.

Nel contesto attuale, i PPA possono invece costituire una soluzione particolarmente attrattiva per mitigare il rischio di oscillazioni di prezzo e stabilizzare il prezzo di acquisto dell'energia nel lungo periodo.

Per far fronte alle incertezze future, dunque, *utilities* ed imprese industriali saranno verosimilmente più predisposti ad impegni di lungo termine con operatori rinnovabili che possono garantire prezzi più bassi di quelli che il mercato sta registrando. Infatti, registriamo una maggiore propensione da parte degli acquirenti verso i PPA, sin dall'autunno 2021, quando i prezzi di mercato hanno cominciato a crescere

Tuttavia, affinché aumenti il mercato dei PPA, è necessario aumentare la disponibilità di nuovi impianti rinnovabili - quindi l'offerta - e, quindi, rimane centrale il tema legato alla semplificazione autorizzativa.

Risulta inoltre **fondamentale prevedere delle quote crescenti di obblighi di consumo da fonti rinnovabili non solo presso l'industria, ma anche per la Pubblica Amministrazione, da soddisfare per il tramite di contratti di approvvigionamento di lungo termine.**

Infine, sottolineiamo che, per limitare il rischio di insolvenza degli acquirenti e agevolare la bancabilità dei progetti, sarebbe opportuno valutare l'intervento di una garanzia statale: rispetto al mercato potenziale, stimando che il 10% del valore nazionale dei contratti PPA siglati venga garantito dallo Stato, totalmente (per la PA) e parzialmente (per le imprese private), la dotazione di un Fondo di Garanzia sarebbe di circa 2,5 miliardi di euro.

➤ **Quesito 3 - Semplificazione autorizzativa per nuovo ed esistente:**

Come operatori del settore eolico presenti ormai sul territorio con impianti eolici a terra da circa un ventennio, guardiamo con grande interesse al tema del revamping e del repowering. Considero favorevolmente le misure introdotte dal decreto Semplificazioni 2021, con specifico riferimento alle disposizioni di cui all'articolo 32.

Riteniamo tuttavia che il *repowering/revamping* degli impianti esistenti sia una risposta necessaria ma assolutamente non sufficiente: è fondamentale intervenire sulla semplificazione dei processi autorizzativi dei nuovi impianti.

La proposta contenuta nel documento presentato in sede di audizione è una risposta straordinaria ad un'esigenza ormai improcrastinabile di diffusione e quindi di realizzazione concreta di impianti rinnovabili. Ad oggi, seppure i termini di conclusione degli iter autorizzativi siano stati abbreviati e indicati come perentori, l'ottenimento delle autorizzazioni continua ad essere lungo, travagliato e oggetto di arresti procedurali arbitrari, spesso determinati da un forte disallineamento tra normativa nazionale e normativa regionale.

Qualora quanto sopra richiesto non possa essere accolto, rimane come unica alternativa percorribile l'introduzione del meccanismo del **silenzio assenso**, che andrebbe a formarsi decorso il termine perentorio entro il quale gli enti coinvolti sono chiamati ad esprimere il loro parere.

Il silenzio assenso dovrebbe tuttavia riguardare altresì i provvedimenti di carattere ambientale, ad oggi esclusi da tale meccanismo.

Inoltre, **si potrebbe ipotizzare lo sblocco di tutte le procedure pendenti per le quali risultino già decorsi i termini di conclusione del provvedimento (già peraltro qualificati come perentori).**

3. On. Masi

➤ **Quesito 4 - Semplificazione *repowering/revamping***: vedi sopra

➤ **Quesito 5 - Limitazioni poste all'agrivoltaico**:

Come riportato nel testo dell'audizione, riteniamo che i limiti posti allo sviluppo dell'agrivoltaico (con particolare riferimento all'occupazione dell'impianto di produzione pari ad un massimo del 10% della superficie agricola) costituisca un limite immotivato allo sviluppo di tali sistemi, che per definizione consente la prosecuzione di attività agricola e/o pastorale anche nelle aree interessate dall'installazione dei pannelli. Pertanto, la riduzione dell'area pannellabile non favorisce l'attività agricola, essendovi una piena compatibilità tra installazione dell'impianto e attività agricola.

Sottolineo altresì che in Italia sono presenti circa 3,5 milioni di ettari di terreni abbandonati, incolti e non utilizzati, che potrebbero in parte essere sfruttati per l'installazione fotovoltaica. Tali aree presentano spesso altissime potenzialità in relazione al raggiungimento del target nazionale di penetrazione delle rinnovabili al 2030. Inoltre, permetterebbero di valorizzare tali aree abbandonate e avere una gestione idrogeologica del territorio più efficiente.

Per questi motivi, il concetto di agrivoltaico dovrebbe essere semplificato: **agrivoltaico deve essere un investimento in produzione da fonti rinnovabili che contestualmente porti anche ad una riqualificazione e ad un co-investimento in attività agricole, in una logica di "addizionalità"** della fonte energetica e della produzione agricola rispetto allo stato precedente.

➤ **Quesito 6 - Commento all'ART.14 del DL Energia:**

Ritengo questa misura opportuna e non riscontro cambi significativi da proporre.