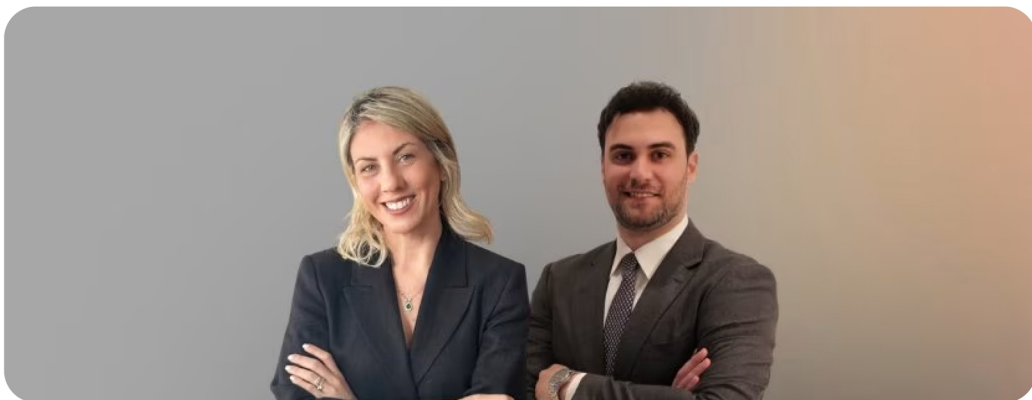


Regolazione e bancabilità dei progetti energy: una lettura per tecnologia

Scritto da **Maria Teresa Solaro, Partner e Associate**, con il supporto di **Marco Balzano, Associate**, di **FIVERS Studio Legale e Tributario** il 23 Settembre 2026



Da sinistra: Maria Teresa Solaro, Partner e Associate, e Marco Balzano, Associate, di FIVERS Studio Legale e Tributario

Il concetto di **bancabilità** nasce e si sviluppa nel contesto di operazioni di project finance che hanno rappresentato per anni (e rappresentano ancora oggi) il principale modello finanziario delle rinnovabili.

In tali operazioni, la decisione di credito non si fonda (primariamente) sul merito creditizio dello sponsor, ma sulla capacità del progetto di generare, per l'intera vita del finanziamento, flussi di cassa certi, determinabili e stabili, tali da sostenere il servizio del debito.

La bancabilità diventa, quindi, una valutazione integrata della qualità **economica, regolatoria, tecnica e contrattuale** del progetto: non solo una verifica della presenza di ricavi attesi, ma un'analisi della loro prevedibilità, della loro tenuta nel tempo e della possibilità di trasformarli in un caso base sostenibile.

Rischio e bancabilità

Da qui discende il ruolo centrale della due diligence e dell'allocazione dei rischi: autorizzazioni, connessione, costruzione, performance tecnica, offtake, disciplina incentivante e quadro di mercato incidono tutti, direttamente o indirettamente, sulla determinabilità e certezza delle revenues.

Un progetto può definirsi bancabile solo quando tali rischi sono correttamente identificati, misurati e allocati in modo coerente tra **sponsor**, EPC contractor, O&M provider, offtaker, gestori di rete, finanziatori e controparti pubbliche, attraverso una struttura documentale (finanziaria e di progetto) capace di proteggere il cash flow atteso e di renderlo sostenibile anche in scenari di stress.

Per anni, in Italia, il project finance delle rinnovabili (prevalentemente eolico e fotovoltaico) si è fondato su

modelli relativamente lineari: incentivi di lungo periodo, flussi prevedibili e rischio controparte nella fase di operation dell'asset sostanzialmente riconducibile al **GSE**.

Oggi questo paradigma sta cambiando: gli incentivi restano rilevanti, ma sono sempre più market-oriented; la rete è diventata una risorsa scarsa e un fattore competitivo di accesso al mercato; le autorizzazioni incidono direttamente sulla tenuta della connessione; per molte tecnologie, i ricavi possono derivare da un mix di componenti contracted e uncontracted. Ne deriva una bancabilità più sofisticata, differenziata per tecnologia e fondata su un equilibrio dinamico tra regolazione, mercato, infrastruttura e allocazione dei rischi.

Regolazione in movimento: sviluppo, rete e bancabilità dei progetti

La regolamentazione delle rinnovabili in Italia è soggetta a continue modifiche, spesso non lineari e frammentate, che incidono direttamente sulla fattibilità dello sviluppo del progetto, fase che temporalmente precede il finanziamento.

Per banche e sponsor, questo significa che la bancabilità non può essere valutata solo nella fase di strutturazione del finanziamento, ma deve essere anticipata già in quella di sviluppo, assicurando che il progetto sia effettivamente coerente con il quadro regolatorio applicabile e capace, in futuro, di generare un adeguato cash flow. Le principali modifiche regolatorie degli ultimi mesi vanno lette proprio in questa prospettiva:

(a) il Decreto FER X definitivo introduce un nuovo sistema di supporto per le fonti mature, basato su

procedure competitive e contratti per differenza;

(b) il DL Bollette interviene sul nodo delle connessioni e sulla saturazione virtuale della rete, spostando progressivamente il baricentro da una logica “first come, first served” a una logica di selezione dei progetti effettivamente maturi (cd. “first ready, first served”) con effetti immediati sulla valutazione della capacità di rete;

(c) il Testo Unico FER, la (incompleta) disciplina delle aree idonee, il MACSE per lo storage e la Facility Biometano confermano che il quadro regolatorio non opera più per compartimenti stagni, ma incide in modo integrato su sviluppo, ricavi, tempistiche, allocazione dei rischi e struttura del debito.

A tali interventi si affiancano l’evoluzione del dispacciamento ai sensi del TIDE e la crescente centralità dei meccanismi di approvvigionamento della capacità e della flessibilità, che rendono la connessione e l’accesso ai mercati dei servizi componenti autonome della valutazione di bancabilità.

Fotovoltaico: FER X, Energy Release e nuove strutture di revenue stack

Il Decreto FER X chiude la fase transitoria e apre quella “a regime” con un contingente massimo di 37,15 GW (di cui 10 GW ad accesso diretto per impianti fino a 1 MW e 27,15 GW da assegnare in asta). Il portale GSE per le richieste di qualifica preliminare è attivo dal 25 agosto 2026, con la prima procedura competitiva attesa per dicembre 2026 e il 30 settembre 2026 come data-cardine per accedervi.

La disciplina FER X lascia prevedere una nuova fase di finanziamenti greenfield destinati a sostenere la costruzione di impianti fotovoltaici che, all’esito delle

procedure d'asta, potranno contare su cash flow di lungo termine stabilizzati dalla tariffa risultante dall'asta. In tali operazioni, il tema centrale sarà tradurre il meccanismo regolatorio e il relativo modello di revenues in un caso base sostenibile, valorizzando la prevedibilità dei ricavi incentivati e verificando, al contempo, tempistiche di accesso al meccanismo, condizioni di entrata in esercizio, rischio di decadenza, connessione e robustezza del permitting.

In questo quadro si inserisce anche l'**Energy Release 2.0**, che può essere letto come un ulteriore tassello della più ampia evoluzione del mercato fotovoltaico: tale strumento rafforza il collegamento tra sviluppo di nuova capacità rinnovabile, fabbisogno energetico degli energivori e strutturazione di rapporti contrattuali di lungo periodo. Il meccanismo, fondato sull'anticipazione dell'energia per un periodo iniziale e sulla successiva restituzione attraverso nuova capacità rinnovabile, incide sulla configurazione dei flussi di progetto, sui rapporti con gli offtaker e sulle garanzie richieste dal GSE, diventando un elemento rilevante nella costruzione del caso base.

Ai fini della bancabilità, tuttavia, l'Energy Release può essere letto in modo più favorevole quando si inserisce in una revenue stack più ampia, insieme ad altri incentivi o PPA di lunga durata, poiché considerato isolatamente può lasciare il progetto esposto a una quota merchant non sempre coerente con l'appetito di rischio di tutti i finanziatori.

Al tempo stesso, il mercato mostra prime aperture da parte di questi ultimi ad assumere un profilo di rischio più marcato su strutture con componente merchant significativa, purché adeguatamente riflesse nella documentazione finanziaria attraverso **meccanismi di cash sweep**, covenants più stringenti e un pricing

coerente con la maggiore volatilità attesa dei flussi. La bancabilità dei progetti solari si sta così articolando lungo traiettorie finanziarie più sofisticate.

Da ultimo, il mercato continua a esprimere un fabbisogno rilevante di operazioni di rifinanziamento di portafogli fotovoltaici già in esercizio, spesso prossimi alla scadenza o alla progressiva riduzione degli incentivi originari, accompagnati, in alcuni casi, da linee di credito dedicate a interventi di revamping e repowering. In tali operazioni, i finanziatori sono chiamati a rivedere il sistema revenues non più secondo una logica integralmente incentivata, ma attraverso un mix di componenti contracted e uncontracted: PPA di lungo termine, route-to-market agreements, eventuali residui incentivanti, ricavi merchant e possibili strategie di hedging.

La bancabilità si sposta, quindi, dalla mera affidabilità della controparte pubblica (GSE) alla qualità complessiva dell'architettura tecnica e finanziaria del portafoglio, inclusa la tenuta dei prezzi, la diversificazione degli offtaker, la durata dei contratti, la capacità del debt sizing di assorbire scenari di mercato meno favorevoli e, ove previsto, il valore incrementale generato dagli interventi sul relativo asset. Con impianti prossimi alla competitività di mercato, i PPA rappresentano il pilastro dei flussi e, in quanto tali, oggetto di attenta analisi in fase di due diligence.

Tuttavia, nell'attuale contesto di mercato, i **PPA di lunga durata** — in particolare decennali — risultano spesso meno convenienti, sia per i produttori sia per taluni offtaker, rispetto a contratti di durata più breve, che consentono maggiore flessibilità nel recepire l'evoluzione attesa dei prezzi e riducono il rischio di cristallizzare condizioni economiche non più allineate al mercato. Sul piano contrattuale, restano centrali le

clausole a tutela dei finanziatori (change in law, meccanismi di price review, garanzie dell'offtaker, integrazione con lo storage per gli impianti di maggiori dimensioni).

Eolico: permitting, connessione e valorizzazione del repowering

Nell'eolico la maturità tecnologica e la maggiore diversificazione del profilo produttivo rispetto al fotovoltaico non eliminano il peso determinante del rischio di sviluppo, che resta concentrato sul permitting e sulla connessione.

Vincoli paesaggistici, interferenze ambientali, opposizioni locali, tempi autorizzativi e complessità delle opere di connessione continuano ad incidere in modo decisivo sul profilo di rischio, in un contesto in cui il Testo Unico FER ha sì ricondotto le procedure a tre regimi (i.e., attività libera, PAS e autorizzazione unica) con termini perentori, ma in cui la VIA resta – per progetti utility-scale – il vero fattore di incertezza sui tempi.

In tale contesto, una due diligence lender-grade deve pertanto verificare non solo la validità formale del titolo, ma la sua resilienza rispetto a impugnazioni, prescrizioni e varianti, e la coerenza tra configurazione autorizzata, soluzione di connessione, tecnologia e cronoprogramma. A ciò si aggiunge il mutato criterio di accesso alla capacità di rete: il superamento della logica cronologica in favore del principio first permitted, first connected – come anticipato – premia i progetti che hanno conseguito per primi i titoli autorizzativi, rendendo la connessione una componente autonoma del caso base.

In un contesto di forte saturazione – a fronte di oltre 320 GW di richieste di connessione – la disponibilità e stabilità della capacità di rete diventa presupposto stesso della finanziabilità. Il nuovo scenario regolatorio rileva anche per i progetti di repowering e revamping; qui la bancabilità non si misura soltanto sulla produzione attesa, ma sulla possibilità di valorizzare infrastrutture esistenti, siti e dati anemometrici, ridurre il rischio autorizzativo e migliorare l'efficienza dell'asset.

In termini lender-side, ciò impone di coordinare strettamente sviluppo, permitting, procurement e financing timetable, prevedendo long-stop dates allineate all'iter autorizzativo, condizioni sospensive sui titoli definitivi, riserve per extracosti, presidi sulla continuità dei diritti fondiari e sulla gestione della dismissione degli aerogeneratori sostituiti.

Storage: dalla produzione alla monetizzazione della flessibilità

Lo storage richiede una lettura autonoma. Non è un asset finanziabile sulla base della produzione di energia, ma sulla capacità di rendere disponibile flessibilità al sistema e di monetizzarla attraverso contratti di capacità, servizi ancillari, arbitraggio o strutture di tolling. La seconda asta MACSE (Meccanismo di Approvvigionamento di Capacità di Stoccaggio Elettrico), fissata da Terna al 24 novembre 2026, mette in palio 16 GWh.

La nuova disciplina approvata dal MASE, in particolare, distingue quattro categorie di sistemi, inasprisce i requisiti di qualificazione (identità del gestore di rete, codice di rintracciabilità della richiesta di connessione, coordinate del sito, data di completamento) e formalizza

la distinzione tra capacità qualificata per l'asta e quota destinabile a usi merchant.

Per il finanziatore, il contratto di capacità pluriennale TSO-backed è un flusso simil-availability altamente modellabile (nel 2025 il premio di riserva era €37.000/MWh-anno), mentre l'apertura a modelli ibridi abilita strategie di revenue stacking (e.g., arbitraggio, servizi ancillari) rese possibili anche dal TIDE (Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico), con la distinzione tra BRP e BSP e l'apertura del mercato dei servizi a tutte le risorse, storage incluso.

Per contro, è possibile ritenere che dove il **MACSE** non arriva — progetti non aggiudicatari, esigenze di monetizzazione più rapida o di esposizione merchant calibrata — i tolling agreements potranno confermarsi come strumento complementare, nella misura in cui siano redatti con protezioni lender-grade potendo, così, anche soddisfare i requisiti tipici del project finance e sbloccare una più ampia fetta di mercato per il debito relativo a progetti BESS: durata adeguata, merito di credito del toller, direct agreement, step-in rights, parametri tecnici chiari, disponibilità minima, regime di indisponibilità e penali, nonché un modello operativo coerente con il TIDE e con l'evoluzione del mercato dei servizi di dispacciamento.

In questa tecnologia, più che in altre, la bancabilità è quindi funzione della qualità della contrattualizzazione della flessibilità. Un'ulteriore linea evolutiva riguarda gli impianti integrati, nei quali il BESS è abbinato a impianti fotovoltaici o eolici, sia in configurazione co-located sia come soluzione funzionale alla gestione del profilo di immissione. Tali strutture possono rafforzare la bancabilità dell'asset rinnovabile, mitigando il cannibalisation risk, riducendo l'esposizione agli sbilanciamenti e consentendo una migliore modulazione

dell'energia prodotta rispetto alle esigenze dell'oftaker o del mercato.

Al tempo stesso, esse introducono **profili di complessità specifici**: allocazione della capacità di connessione tra generazione e accumulo, coordinamento tra titolo autorizzativo dell'impianto rinnovabile e autorizzazione del sistema di accumulo, disciplina dei prelievi e delle immissioni, compatibilità con eventuali incentivi o PPA esistenti, nonché definizione dei criteri di priorità tra ricavi da vendita di energia, arbitraggio, servizi ancillari e disponibilità dell'accumulo.

In una prospettiva lender-side, la bancabilità degli impianti ibridi richiede quindi un modello economico integrato e una documentazione contrattuale capace di riflettere correttamente l'interazione tra asset di generazione e asset di flessibilità.

Biometano: incentivo, feedstock e rischio industriale

Il biometano è oggi uno dei segmenti più dinamici del mercato italiano della transizione energetica, con un livello di attenzione crescente da parte di sponsor industriali, fondi infrastrutturali e finanziatori. La pipeline è sostenuta da un quadro di supporto articolato, che combina contributi in conto capitale PNRR – oggi ridefiniti nell'ambito della c.d. **Facility Biometano introdotta dal DL PNRR 2026 e gestita dal GSE** – e incentivo in conto energia riconosciuto sulla produzione netta di biometano.

Questo rende il settore potenzialmente molto attrattivo in chiave project finance, ma al tempo stesso impone una due diligence particolarmente rigorosa, perché la bancabilità non dipende solo dalla presenza del

contributo o della tariffa, bensì dalla capacità del progetto di rispettare condizioni, tempistiche e requisiti tecnici, autorizzativi e industriali lungo l'intero ciclo di sviluppo e gestione.

I principali profili di bancabilità che emergono in questo comparto riguardano, in primo luogo, il rischio di revoca dei contributi pubblici qualora il progetto non entri in esercizio entro le tempistiche previste dalla normativa applicabile e dagli atti di ammissione al beneficio incentivante; in secondo luogo, la capacità effettiva di portare a termine l'opera, considerata la maggiore complessità industriale e realizzativa rispetto agli impianti rinnovabili elettrici tradizionali; infine, la solidità dell'approvvigionamento del feedstock, che richiede contratti di conferimento di media-lunga durata, filiere affidabili, presidi sulla qualità e continuità dei substrati e una corretta allocazione dei rischi di volume, prezzo e indisponibilità.

A ciò si aggiunge una criticità regolatoria specifica connessa alle modifiche introdotte dall'articolo 11, comma 2, del DL Bollette in riferimento all'articolo 5-bis del DL Agricoltura in materia di garanzie d'origine (cd. GO) e possibili effetti traslativi sul prezzo del gas. La novella, di natura antielusiva, vieta di trasferire, anche indirettamente, il valore delle GO su altre componenti economiche dell'accordo di compravendita del biometano incentivato, salvo il riconoscimento dei corrispettivi per la gestione operativa.

Il profilo è particolarmente sensibile nelle strutture di ricavo dei finanziamenti biometano, che combinano incentivo GSE e corporate **Biomethane Purchase Agreement** (BPA) di lungo periodo, poiché incide sull'allocazione economica dei benefici tra produttore e cliente finale hard-to-abate. In tale contesto, la due diligence deve pertanto verificare la data e la forma di

sottoscrizione del contratto, la struttura di prezzo, l'assenza di meccanismi di trasferimento indiretto delle GO e la coerenza complessiva del bankability package, presidiando in documentazione finanziaria il rischio di contestazione o perdita del beneficio (dichiarazioni, covenant informativi e obblighi di adeguamento contrattuale).

Conclusioni: una bancabilità “di sistema”

Il nuovo scenario regolatorio non elimina il ruolo degli incentivi, ma impone di leggere la bancabilità in modo più granulare. Nel fotovoltaico, il tema centrale è la combinazione tra PPA, CfD e merchant exposure; nell'eolico, la qualità del permitting e la tenuta della connessione; nello storage, la contrattualizzazione della flessibilità tramite MACSE, tolling o servizi di mercato; nel biometano, la solidità della filiera industriale e della feedstock supply. A questa evoluzione si accompagnano nuovi modelli finanziari (più o meno diffusi), tra cui assumono particolare rilievo:

(i) i bridge financing, strutturati sia in forma di bond sia in forma di loan, volti a sostenere una fase intermedia del ciclo di vita dell'asset (i.e., la fase di costruzione). Tali modelli assumono, spesso, la cessione dell'asset a terzi alla operation date, i cui proventi sono finalizzati al rimborso bullet del finanziamento;

(ii) finanziamenti concessi in fase di sviluppo, che possono anticipare valore su pipeline non ancora pienamente bancabili ma che incorporano, in modo più marcato, un rischio di rifinanziamento;

(iii) finanziamenti con logiche finanziarie miste (corporate e project finance) di portafogli di impianti in diverse fasi di sviluppo, volte a sostenere, da un lato, i

development costs e, dall'altro, una quota di capex, richiedendo una calibrazione particolarmente attenta di condizioni sospensive, milestone, covenant, security package e meccanismi di rimborso.

Alla luce di tutto quanto sopra, la sfida per il mercato bancario (e advisors) è molto complessa. Il progetto bancabile non è più semplicemente quello che accede a una tariffa, ma quello autorizzabile, connettibile, contrattualizzabile e capace di generare ricavi sostenibili nel lungo periodo. La sfida è tradurre questa nuova complessità in una struttura finanziaria e contrattuale coerente con la specifica tecnologia e con la fase del ciclo di vita dell'asset.

Questo articolo è stato pubblicato sul [numero di settembre 2026 di AziendaBanca](#) ed è eccezionalmente disponibile gratuitamente anche sul sito web. Se vuoi ricevere AziendaBanca, puoi abbonarti nel [nostro shop](#).