
SPUNTI DI CONSULTAZIONE RELATIVI ALLA “PROMOZIONE DELLA CONTRATTUALIZZAZIONE DI LUNGO TERMINE DELLA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTI RINNOVABILI DA PARTE DELLE IMPRESE ATTRAVERSO IL RICORSO ALLA SEZIONE DEGLI ANNUNCI QUALIFICATI DELLA BACHECA PPA E ALL’ESERCIZIO DEL RUOLO DI GARANTE DI ULTIMA ISTANZA DA PARTE DEL GSE”

Indice

Istruzioni per la compilazione	1
1. Dati e informazioni preliminari	1
2. Spunti di consultazione	1

Istruzioni per la compilazione

Il *template* di adesione alla consultazione si compone di due parti: la prima, utile per raccogliere informazioni di carattere generale circa il soggetto che aderisce alla consultazione pubblica; la seconda che contiene gli spunti per la consultazione e lo spazio per fornire riscontro. In questa seconda parte è possibile, per ciascun quesito, indicare proposte e/o osservazioni, oppure le motivazioni che hanno fatto ritenere di non inserire riscontro in merito al quesito indicato.

Si ricorda che il termine per l’invio delle osservazioni è fissato al 30 giugno 2026.

Dati e informazioni preliminari

- a) Denominazione del soggetto che aderisce alla consultazione pubblica. In caso di persona fisica, indicare nome e cognome.

Italia Solare

Spunti di consultazione

D1.1 – Si concorda con le definizioni di Venditore PPA e Acquirente PPA riportate? Si ritiene utile ricomprendere altri soggetti che potrebbero potenzialmente essere controparti del PPA?

Risposta.

Concordiamo in linea generale con le definizioni di Venditore PPA (produttore titolare di impianti FER qualificati IGO-PPA) e di Acquirente PPA (impresa/cliente finale, anche in forma aggregata). Si ritiene utile ricomprendere espressamente, tra i potenziali soggetti, anche: (i) le società veicolo (SPV) di progetto e i produttori con impianti in costruzione o non ancora in esercizio; e (ii) i consorzi e le ESCo. L'ampliamento favorirebbe la liquidità della sezione qualificata senza snaturare la finalità di sostegno alla nuova capacità FER non incentivata.

Appreziamo inoltre il riconoscimento che il Venditore PPA possa non coincidere con il Produttore.

Riteniamo tuttavia necessario definire in modo più puntuale il ruolo dell'aggregatore, distinguendo chiaramente tra l'ipotesi in cui esso agisca come controparte contrattuale del PPA e quella in cui svolga una mera funzione di aggregazione o intermediazione tra il Venditore PPA e i consumatori finali. Tale distinzione dovrebbe essere accompagnata da una chiara individuazione dei relativi diritti, obblighi e responsabilità.

Infine, l'eventuale ruolo di Acquirente Unico quale aggregatore dovrebbe essere limitato e chiaramente disciplinato, evitando che si traduca in un intervento sostitutivo rispetto agli operatori di mercato già attivi nei PPA. Un coinvolgimento eccessivo di un soggetto pubblico potrebbe infatti alterare le condizioni competitive e trasferire su quest'ultimo rischi economici e contrattuali rilevanti, con potenziali ricadute indirette sulla collettività.

D2.1 Si ritiene che siano possibili ulteriori modelli di funzionamento dei contratti PPA con consegna fisica dell'energia elettrica nel quadro regolatorio vigente, ossia nelle more dello sviluppo della disciplina dei "multi-vendor"? Anche al fine di consentire una semplificazione della regolazione finanziaria delle partite economiche sottese a tali accordi, si ritiene opportuno prevedere la negoziazione di PPA nelle forme di contratti alle differenze a due vie che non contemplino necessariamente la consegna fisica dell'energia?

Risposta.

Si osserva preliminarmente che l'articolo 5, comma 1, del d.lgs. 8 novembre 2021, n. 210 già riconosce ai clienti finali la facoltà di stipulare più contratti di fornitura contemporaneamente, con diversi fornitori. Tale facoltà, imposta dalla disciplina comunitaria, dovrebbe pertanto ritenersi operativa ed essere ammessa sin da subito, ferma restando l'individuazione di un unico soggetto terzo tenuto agli adempimenti in qualità di sostituto d'imposta, cui compete la fatturazione degli oneri fiscali e parafiscali secondo l'assetto vigente.

Non appare inoltre necessario che il BRP in prelievo sia tenuto alla regolazione commerciale dei pagamenti dell'energia nei confronti del BRP in immissione, come invece prospettato a pag. 10 del documento di consultazione. Il BRP assolve infatti a funzioni di natura regolatoria – tra cui la gestione degli sbilanciamenti e dei corrispettivi connessi (CCT) – che non dovrebbero estendersi alle partite meramente commerciali, di natura distinta. Queste ultime, alla luce della normativa vigente, e, in particolare, degli articoli 3 comma 4 bis, 15 comma 8, 21 comma 2 e 22 comma 2 della Direttiva UE 2001/2018, devono poter essere regolate direttamente fra Produttore e cliente finale.

La disciplina vigente, interpretata alla luce del quadro comunitario dovrebbe pertanto consentire la vendita diretta fra Produttore e consumatore, riservando la gestione delle partite regolatorie ai soli soggetti terzi qualificati (BRP, operatore di mercato e operatore sulla PCE).

Si chiede altresì che, in conformità alla normativa comunitaria, sia riconosciuta sin da subito la facoltà di stipulare un contratto di fornitura fra Produttore e Cliente finale, con regolazione diretta delle partite commerciali relative alla (sola) quota rinnovabile non già nella sola ipotesi di “Venditore PPA coincidente/appartenente al medesimo gruppo societario rispetto al BRP in immissione ed in prelievo”, bensì in ogni caso, apparendo ingiustificata la differenziazione di trattamento fra tale ipotesi e quella in cui il Venditore PPA non appartenga al medesimo gruppo societario del BRP in prelievo.

Oltre al modello a consegna fisica, riteniamo utile ammettere la negoziazione di PPA in forma di contratti alle differenze a due vie (PPA finanziari/virtuali) che non contemplino necessariamente la consegna fisica dell'energia. Tale opzione semplifica la regolazione delle partite economiche, riduce gli oneri di sbilanciamento e di dispacciamento a carico delle parti e amplia la platea di acquirenti, anche con profili di prelievo non perfettamente sovrapponibili alla produzione, preservando la tracciabilità ambientale tramite il trasferimento delle GO. Si chiede però di prestare particolare cautela nel valutare le complessità fiscali potenzialmente derivanti dalla relativa indeducibilità pro quota dell'IVA in caso di PPA finanziari, nonché di chiarire il trattamento delle GO nei PPA finanziari e l'inclusione di tali contratti nel medesimo perimetro della garanzia di ultima istanza.

Infine, si chiede un chiarimento relativamente alle ipotesi descritte a pag. 8 del documento di consultazione:

- “Venditore PPA coincidente/appartenente al medesimo gruppo societario rispetto al BRP in immissione ed in prelievo” – in tale ipotesi parrebbe potersi instaurare un rapporto di fornitura direttamente fra il Venditore PPA (che può essere il Produttore ovvero il BRP in immissione, su mandato del Produttore) e il Cliente finale, avente a oggetto sia la quota rinnovabile sia la quota residua di energia, in ragione della coincidenza o dell'appartenenza al medesimo gruppo societario del BRP in immissione e del BRP in prelievo;*
- “Venditore PPA coincidente con il BRP in immissione ma soggetto diverso dal BRP in prelievo” – in tale ipotesi non parrebbe configurabile un rapporto di fornitura diretto fra il Venditore PPA (Produttore/BRP in immissione) e il Cliente finale, bensì unicamente un rapporto di fornitura fra il Venditore PPA e il BRP in prelievo (più correttamente qualificabile come “Impresa di Vendita” a nostro avviso, per le ragioni di cui sopra, considerato che il BRP in Prelievo non regola di per sé le partite commerciali, ove non coincidente con la Impresa di Vendita), il quale fornisce a sua volta al Cliente finale sia la quota rinnovabile sia la quota residua, sulla base di un autonomo contratto di fornitura.*

Si chiede conferma della ricostruzione che precede e, più in generale, di chiarire meglio i concetti esposti nel relativo paragrafo.

D2.2 Si ritiene che le opzioni descritte possano essere applicabili indistintamente al tipo di modello PPA? Si ritiene necessario mantenere uno stretto legame contrattuale tra le GO afferenti agli impianti di produzione da fonte rinnovabile qualificate IGO-PPA ricompresi nel

contratto PPA e l'energia elettrica oggetto di consegna fisica nell'ambito del medesimo contratto?

Risposta.

Le opzioni descritte possono in larga parte applicarsi indistintamente, purché adattate alle specificità del modello (fisico vs. finanziario, single- vs. multi-vendor). Si ritiene preferibile non imporre un legame contrattuale rigido e inscindibile tra le GO degli impianti qualificati IGO-PPA e l'energia oggetto di consegna fisica nel medesimo contratto: un vincolo troppo stretto riduce la flessibilità gestionale e la fungibilità delle GO. È sufficiente garantire la tracciabilità e l'annullamento delle GO a favore del consumatore finale per il volume contrattualizzato, consentendo una gestione coerente ma non necessariamente sincrona (es. allocazione su base annua) tra energia fisica e titoli ambientali.

Alla luce della nostra proposta di contemplare altresì contratti PPA finanziari, riteniamo sia opportuno consentire una valorizzazione finanziaria separata e negoziata delle GO. Vincolare rigidamente le GO alla consegna fisica rischierebbe infatti di limitare lo sviluppo di modelli contrattuali alternativi, come i PPA finanziari (virtual PPA), compromettendone di fatto l'applicabilità.

D3.1 La standardizzazione della durata contrattuale, pur offrendo vantaggi in termini di simmetria informativa, può costituire un elemento di rigidità che limita l'autonomia contrattuale. Si ritiene necessario mantenere una maggiore flessibilità permettendo ai soggetti interessati di indicare un range di durata pluriennale per il quale si intende negoziare i PPA (ad esempio contratti di durata compresa tra 3 e 6 anni)?

Risposta.

Le durate standard proposte risultano adeguate e dovrebbero essere mantenute come riferimento, in quanto favoriscono la comparabilità degli annunci sulla Bacheca e consentono un matching efficiente su specifiche scadenze contrattuali.

Tuttavia, si ritiene importante preservare un adeguato grado di flessibilità. In particolare, i progetti greenfield, per esigenze di bancabilità, richiedono frequentemente orizzonti contrattuali superiori agli 8 anni.

Si propone pertanto di consentire, in fase di pubblicazione degli annunci, l'indicazione di un range di durata pluriennale diversa, così da incrementare la liquidità—specie dal lato PMI—senza compromettere la bancabilità dei nuovi progetti.

D4.1 Si ritiene che i profili standard proposti (pay as produced, baseload, profilo fotovoltaico, peak load lunedì-domenica, profilo personalizzato) siano ritenuti adeguati a coprire i principali fabbisogni delle controparti o è opportuno prevedere ulteriori profili standard?

Risposta.

In generale, uno dei principali ostacoli alla diffusione dei contratti PPA non è rappresentato dal rischio di insolvenza della controparte, bensì dal disallineamento strutturale tra il profilo di produzione degli impianti fotovoltaici e il profilo di consumo tipico di una parte rilevante delle PMI. I profili proposti dovrebbero quindi dare la possibilità sia lato offerta sia lato domanda di colmare per quanto possibile questo divario.

In questo senso, i profili standard proposti sembrano coprire le principali casistiche, partendo dai 2 casi limite (profilo Pay-as-Produced per il Produttore/Venditore e profilo Baseload per il Consumatore/Aquirente). Si suggerisce tuttavia di integrare: (i) un profilo eolico dedicato, accanto al profilo fotovoltaico, data la diversa stagionalità e distribuzione oraria; (ii) un profilo baseload con distinzione delle fasce (peak/off-peak); (iii) profili stagionali. Per il Venditore, il profilo Pay-As-Produced resta il più coerente con il rischio di un singolo impianto FER e potrebbe essere rafforzato con la possibilità di introdurre bande di tolleranza di volume.

D4.2 Si chiede di indicare se, per i profili personalizzati, sia opportuno introdurre limiti o schemi di riferimento (fasce orarie, stagionalità, granularità temporale) al fine di preservare un adeguato livello di standardizzazione e confrontabilità tra contratti.

Risposta.

No, non si ritiene opportuno introdurre limiti troppo stringenti ai profili personalizzati. Tuttavia, si raccomanda che tali profili si affianchino sempre a un profilo standard di riferimento così da lasciare al cliente la possibilità di scegliere tra le due opzioni.

Consentire esclusivamente profili su misura comporta infatti il rischio di generare richieste eccessivamente specifiche, spesso più costose, che potrebbero finire per scoraggiare la partecipazione dei consumatori.

In particolare, però, si sottolinea che i profili personalizzati devono consentire una risoluzione quattoraria per poter essere coerenti con la valorizzazione dei prezzi a livello quattorario e l'introduzione di profili di accoppiamento FV/eolico + BESS per poter gestire impianti ibridi.

Inoltre, l'applicazione di eventuali vincoli ai profili personalizzati ammissibili dovrebbe essere lasciata eventualmente a una fase successiva di evoluzione della Bacheca, qualora se ne riscontrasse l'effettiva esigenza in termini di accessibilità e efficacia della piattaforma, nonché di confrontabilità tra le offerte.

D5.1 Si concorda con quanto descritto o si ritiene di dover introdurre ulteriori elementi di flessibilità, introducendo, ad esempio, la possibilità di negoziare i contratti a prezzi fissi per blocchi o a prezzi indicizzati?

Risposta.

Si condivide l'adozione del prezzo fisso dell'energia come soluzione standard, in quanto coerente con le esigenze di bancabilità dei progetti.

Con riferimento ai prezzi indicizzati, si ritiene che possano essere ammessi per rispondere a specifiche esigenze di copertura (hedging) delle controparti. Tuttavia, è opportuno prevedere che la garanzia del GSE rimanga ancorata a un prezzo fisso equivalente, così da non introdurre complessità nel calcolo del prezzo di riserva.

Si ritiene opportuno contemplare anche l'eventualità di una indicizzazione del prezzo fisso in base all'inflazione.

D 6.1 Si ritiene che i requisiti soggettivi previsti per la qualifica (stato di impresa attiva, certificazione antimafia, rating creditizio, assenza della qualifica di impresa in difficoltà) risultino proporzionati?

Risposta.

Con riferimento ai requisiti soggettivi, si ritiene che il requisito del rating o scoring creditizio debba essere calibrato con particolare attenzione, al fine di evitare che il meccanismo risulti in concreto accessibile alle sole imprese di maggiori dimensioni.

In particolare, con riferimento alla figura del Venditore PPA si sottolinea che la previsione di una soglia di rating o scoring creditizio superiore a quella tipicamente conseguibile da una SPV precluderebbe l'accesso al meccanismo alle PMI del settore energetico, riservandolo di fatto alle utilities che non ne necessitano.

Ai fini della corretta individuazione della soglia, andrebbe verificato se un impianto di produzione caratterizzato da costi e ricavi standard e non appartenente a un gruppo societario strutturato sia in grado di soddisfare il rating richiesto.

Inoltre, si potrebbe proporre, per le SPV di progetto e i produttori greenfield, di ammettere requisiti alternativi o equivalenti (rating del gruppo/sponsor, garanzia della capogruppo, lettere di credito, equity committed, project rating), evitando automatismi di esclusione.

Andrebbe inoltre chiarita la tempistica di aggiornamento delle verifiche (antimafia, regolarità contributiva/fiscale) per non rallentare l'operatività.

Un'ulteriore perplessità attiene alla circostanza che, fra i requisiti soggettivi del Venditore PPA indicati a pag. 17 del documento di consultazione, non figura l'iscrizione all'Elenco Venditori (EVE). Ne deriva il rischio di una parziale sovrapposizione e di un'incertezza regolatoria fra la figura dell'“Impresa di Vendita” iscritta all'EVE e quella del “Venditore PPA” qualificabile sulla Bacheca PPA presso il GSE.

Non è chiaro, in particolare, se sia possibile vendere energia ai clienti finali qualificandosi come “Venditore PPA” sulla Bacheca PPA a prescindere dall'iscrizione all'EVE (ad esempio, nel caso di un Produttore che non intenda iscriversi al relativo elenco).

Si tratta di un profilo che si ritiene meriti approfondimento, chiarimento e coordinamento.

D6.2 Si concorda con le differenziazioni attuate in termini di requisiti oggettivi in riferimento alle diverse tipologie di soggetti qualificabili?

Risposta.

Si concorda con l'impostazione di differenziare i requisiti oggettivi per tipologia di soggetto qualificabile (produttore, cliente finale, aggregatore, impianti in esercizio vs. non in esercizio). Si suggerisce di calibrare ulteriormente i requisiti per le SPV/newco e per gli aggregatori (cfr. D7.4) e di rendere trasparenti le soglie applicate a ciascuna categoria, assicurando parità di trattamento tra le diverse tecnologie FER.

D6.3 Per gli impianti non in esercizio si ritiene opportuno definire un periodo di tempo massimo ai fini dell'entrata in esercizio degli stessi?

Risposta.

Sì, si ritiene ragionevole prevedere un termine massimo standard per l'entrata in esercizio degli impianti non ancora operativi, al fine di garantire la serietà del progetto e contenere l'esposizione del GSE. Tale termine dovrebbe essere coerente con i tempi autorizzativi e di costruzione, ad esempio pari a 36 mesi, prorogabile per cause non imputabili al produttore e collegato a milestone intermedie, quali il titolo autorizzativo e l'accettazione del preventivo di connessione. Termini eccessivamente stringenti rischierebbero infatti di escludere i progetti greenfield, che il meccanismo intende sostenere.

Le parti dovrebbero comunque poter disciplinare contrattualmente termini, proroghe e rimedi applicabili in caso di ritardo, purché compatibili con le condizioni di intervento del GSE. L'accordo tra le controparti dovrebbe restare lo strumento preferibile per la gestione di tali situazioni, mentre l'intervento del GSE dovrebbe operare solo come rimedio residuale in caso di effettivo inadempimento.

D7.1 Ci sono preferenze rispetto i tre approcci alternativi presentati dal GSE?

Risposta.

Tra i tre approcci (rating di provider esterni; acquisizione diretta di dati creditizi; modello interno basato su indici di bilancio e Z-score di Altman) si ritiene preferibile un approccio combinato e gerarchico: utilizzo prioritario dei rating esterni ECAI quando disponibili, integrato dal modello interno per i soggetti che ne sono privi (PMI, SPV). Il ricorso esclusivo al modello di Altman presenta limiti per le newco/SPV e per i settori ad alta intensità di capitale e andrebbe affiancato da metriche specifiche di progetto. Sono essenziali la trasparenza e la replicabilità della metodologia. Per questo motivo, dovrebbe essere preso in considerazione solo in assenza di rating esterni (primi due approcci) o in via facoltativa se richiesto dal soggetto interessato.

In particolare, si ritiene quindi opportuno consentire agli operatori di scegliere prioritariamente l'Approccio 1, basato sulla presentazione di un rating o scoring creditizio rilasciato da un provider esterno accreditato, mantenendo comunque disponibile anche l'Approccio 2 quale modalità alternativa.

Tale soluzione consentirebbe di semplificare il processo di qualificazione, ridurre gli oneri amministrativi e minimizzare il rischio di congestione operativa presso il GSE, preservando al contempo l'affidabilità del sistema di valutazione.

D7.2 Si chiede se l'individuazione di una soglia minima di rating/scoring creditizio per l'accesso al meccanismo sia ritenuta coerente con l'obiettivo di mitigazione del rischio di controparte e del GSE stesso.

Risposta.

Si richiama quanto già osservato in relazione allo Spunto di consultazione D6.1: l'individuazione di una soglia minima di rating o scoring creditizio dovrebbe essere calibrata con particolare attenzione, al fine di evitare che il meccanismo risulti in concreto riservato alle sole imprese di maggiori dimensioni.

In particolare, una soglia di rating o scoring superiore a quella conseguibile da una SPV precluderebbe l'accesso al meccanismo a molti soggetti, riservandolo di fatto alle utilities.

In generale, come argomentato anche nella risposta al successivo Spunto D7.3, si riterrebbe preferibile evitare l'introduzione di una soglia minima rigida di rating quale requisito di accesso al meccanismo. Una valutazione integrata, che combini indicatori storici e prospettici, consentirebbe infatti di non escludere imprese che, pur presentando uno scoring lievemente inferiore alla soglia, evidenzino solide prospettive industriali e finanziarie e una concreta capacità di adempiere agli obblighi derivanti dal PPA.

D7.3 Si concorda con l'utilizzo di modelli quantitativi standard di valutazione del rischio di insolvenza sia ritenuto appropriato con particolare riferimento alla loro capacità di cogliere il profilo di rischio nel contesto dei PPA di lungo termine?

Risposta.

I modelli quantitativi standard sono utili per oggettività e confrontabilità, ma colgono solo parzialmente il profilo di rischio dei PPA di lungo termine, che dipende da fattori prospettici (curve di prezzo, performance dell'impianto, struttura contrattuale, durata residua) non catturati dai soli indici di bilancio storici.

In coerenza con gli Orientamenti EBA sulla concessione e sul monitoraggio del credito (EBA/GL/2020/06), si propone pertanto di affiancare al rating certificato una valutazione forward looking, basata su business plan, proiezioni economico finanziarie, analisi di sensitività e scenari. Senza un business plan strutturato non è possibile cogliere la capacità futura dell'impresa di sostenere l'impegno di lungo termine e la propria traiettoria di transizione.

Tale approccio consentirebbe di valutare non soltanto la solidità storica della controparte, ma soprattutto la capacità dell'impresa di sostenere un impegno contrattuale di lungo periodo.

A titolo esemplificativo, oltre all'analisi prospettica della continuità aziendale, potrebbero concorrere alla determinazione del profilo di rischio dell'operazione altri elementi, quali:

- *rapporto tra volume del PPA e consumi storici dell'impresa;*
- *adeguatezza del profilo di fornitura rispetto ai profili di consumo;*
- *durata del contratto;*
- *eventuale presenza di soggetti aggregatori;*
- *strumenti di mitigazione del rischio previsti contrattualmente.*

L'esigenza di affiancare all'analisi storica una valutazione prospettica risulta ancora più evidente nel caso delle SPV costituite per la realizzazione di nuovi impianti di produzione da fonti rinnovabili. Tali società, essendo tipicamente newco prive di una significativa storia economico-finanziaria, non possono essere valutate efficacemente attraverso metodologie fondate esclusivamente su rating storici o indicatori di bilancio. In questi casi è consolidata prassi degli investitori e degli istituti finanziari attribuire prevalenza alle analisi prospettiche del progetto, valutando il business plan, i flussi di cassa attesi, la qualità dei contratti sottostanti e le analisi di sensitività, piuttosto che i soli dati storici della società veicolo e ricordando che il PPA stesso diventa un elemento determinante per la sostenibilità a medio lungo termine e di conseguenza per la bancabilità.

Ovviamente anche per la controparte acquirente, in riferimento all'impatto che del costo energia sul bilancio, la disponibilità di un contratto di approvvigionamento energetico a prezzo fisso e di lungo termine è infatti in grado di ridurre la volatilità dei costi energetici, migliorare la prevedibilità dei flussi di cassa e rafforzare la sostenibilità economico-finanziaria dell'impresa nel medio-lungo periodo. Anche sotto questo profilo, una valutazione esclusivamente retrospettiva rischierebbe di non cogliere i benefici prospettici derivanti dalla sottoscrizione del PPA, che rappresenta esso stesso uno strumento di mitigazione del rischio di impresa.

D7.4 Ai fini della valutazione del merito creditizio degli aggregatori, si ritiene adeguato basare lo scoring esclusivamente su un rating medio dell'aggregato (ponderato sui volumi dei singoli soggetti) oppure si ritiene maggiormente efficace adottare un approccio integrato che tenga conto anche di ulteriori elementi quali:

- il grado di concentrazione del portafoglio (dipendenza da singole controparti);
- la presenza di meccanismi contrattuali di mitigazione del rischio all'interno dell'aggregato;
- l'eventuale patrimonializzazione e capacità finanziaria propria dell'aggregatore;
- la stabilità nel tempo della composizione dell'aggregato.

Risposta.

Occorrerebbe distinguere tra il caso in cui il ruolo dell'aggregatore è esclusivamente quello di garantire l'accesso alla Bacheca e quello in cui l'aggregatore è effettivamente controparte contrattuale.

Nel primo caso un rating medio dell'aggregato è sufficiente, mentre nella seconda casistica si ritiene necessario adottare un approccio integrato che tenga conto del profilo di rischio dell'aggregatore medesimo.

D7.5 Si ritiene opportuno che la metodologia di scoring valorizzi ulteriori criteri di natura oggettiva quali, ad esempio, sui consumi annui per la modalità di calcolo dello scoring creditizio dell'aggregato?

Risposta.

Sì. È opportuno valorizzare ulteriori criteri oggettivi, quali i consumi annui (storici e attesi) e la loro stabilità/prevedibilità, la diversificazione settoriale e geografica del portafoglio e il track record di puntualità nei pagamenti. Tali criteri migliorano la capacità predittiva dello scoring dell'aggregato rispetto al solo dato di bilancio e riducono il rischio per il GSE, purché fondati su fonti verificabili e standardizzate.

D8.1 Si concorda con le attività di supporto proposte o se ne identificano ulteriori?

Risposta.

Si concorda con le attività di supporto informativo, in quanto utili a favorire l'utilizzo della Bacheca PPA e a migliorare la conoscibilità degli strumenti disponibili da parte delle imprese. Non si ritiene invece opportuno che il supporto del GSE si estenda alla predisposizione di studi, strumenti con scenari di prezzo o analisi degli impatti economici dei PPA. Tali attività rientrano infatti nella fase di negoziazione e contrattualizzazione del PPA e dovrebbero essere svolte dal venditore, anche al fine di evitare che l'acquirente riceva informazioni potenzialmente non allineate con quelle fornite dalla propria controparte contrattuale.

Si chiede pertanto che il supporto del GSE sia circoscritto ad attività di carattere informativo, legale, normativo e regolatorio.

In particolare, si suggerisce l'implementazione di uno strumento di stima ex ante del corrispettivo di garanzia, che consenta agli operatori di valutare e incorporare in modo accurato il costo della garanzia all'interno dell'offerta PPA rivolta al cliente.

D9.1 La definizione degli head of terms come strumento di supporto alla selezione tra le controparti e alla valutazione prudenziale del GSE risulta proporzionata e sufficientemente chiara o si ritiene opportuno limitare/precisare ulteriormente ambito e finalità?

Risposta.

La definizione degli Head of Terms come strumento non vincolante e propedeutico alla negoziazione è apprezzabile e proporzionata, a condizione che resti tale: andrebbe chiarito che gli HoT non sono vincolanti, non anticipano obblighi contrattuali e non comportano oneri o responsabilità per le parti in caso di mancata conclusione del PPA. Si raccomanda di precisare il set minimo di informazioni richieste, le finalità (stima dell'esposizione del GSE) e le tutele di riservatezza, evitando duplicazioni informative e oneri amministrativi sproporzionati.

D9.2 In presenza di un aggregatore, il livello di trasparenza richiesto sugli aderenti all'aggregato e sui meccanismi di subentro in caso di inadempimento è adeguato a supportare la valutazione del rischio, tenendo conto delle esigenze di riservatezza commerciale?

Risposta.

Il livello di trasparenza richiesto sugli aderenti e sui meccanismi di subentro è in linea di principio adeguato. Vanno però inoltre chiariti i meccanismi di subentro/sostituzione in caso di default di un aderente, per non pregiudicare la continuità del contratto e l'operatività della garanzia.

D10.1 Si ritiene che le ipotesi di inadempimento individuate siano esaustive o debbano essere integrate con ulteriori fattispecie rilevanti ai fini dell'intervento del GSE? Le soglie temporali proposte per la configurazione dell'inadempimento (6 mesi per il mancato pagamento e 6 mesi per la mancata consegna o accettazione dell'energia) sono adeguate o si ritiene opportuna una loro differenziazione in funzione della tipologia di PPA e del ruolo della controparte?

Risposta.

Le fattispecie individuate costituiscono un buon punto di partenza, ma andrebbero ulteriormente integrate con: insolvenza o avvio di procedure concorsuali, perdita dei requisiti di qualifica, cessazione dell'attività, revoca di autorizzazioni o della connessione, inadempimenti reiterati sotto-soglia, downgrade del merito creditizio della controparte al di sotto della soglia richiesta per la qualifica.

Sulle soglie temporali, i 6 mesi per il mancato pagamento appaiono eccessivi, così come per la mancata consegna o accettazione, in quanto genererebbero un'esposizione prolungata della parte in bonis: si suggerisce una soglia più breve (es. 2 mesi), eventualmente su base cumulativa e non solo consecutiva, differenziata per tipologia di PPA (fisico vs. finanziario) e per ruolo (produttore vs. acquirente).

Occorrerebbe inoltre introdurre forme di flessibilità sulla data di entrata in esercizio e di decorrenza del PPA in caso di impianti di nuova costruzione, come anticipato nella risposta allo Spunto D6.3.

D10.2 Si concorda che al fine di garantire certezza giuridica e ridurre il rischio di contestazioni, le ipotesi di inadempimento contrattuale rilevanti ai fini dell'intervento del GSE

come garante di ultima istanza debbano essere definite esclusivamente sulla base di criteri oggettivi, verificabili tramite fonti terze o evidenze documentali standardizzate (ad esempio dati di mercato, flussi bancari, registri ufficiali, comunicazioni dei gestori di rete), limitando il ricorso a valutazioni discrezionali o interpretative?

Risposta.

Si concorda con l'impostazione di definire le ipotesi di inadempimento esclusivamente su criteri oggettivi e verificabili tramite fonti terze (dati di mercato, flussi bancari, registri ufficiali, comunicazioni dei gestori di rete), riducendo gli spazi di discrezionalità. Ciò accresce la certezza giuridica e la bancabilità.

D10.3 Quale dovrebbe essere la tempistica appropriata per l'intervento del GSE come garante di ultima istanza a seguito dell'accertamento di un inadempimento contrattuale, al fine di bilanciare l'esigenza di tempestiva tutela della controparte in bonis con la necessità di consentire al GSE lo svolgimento delle verifiche istruttorie previste, riducendo al contempo il rischio di contestazioni?

Risposta.

Si ritiene che l'intervento del GSE debba avvenire in tempi rapidi e comunque non oltre 30 giorni dall'accertamento documentale dell'inadempimento.

La tempestività del subentro è infatti essenziale per rendere la garanzia uno strumento di effettiva mitigazione del rischio di credito, e non meramente formale. Eventuali rettifiche o verifiche di dettaglio potranno essere gestite successivamente in sede di conguaglio, senza pregiudicare la tutela immediata della controparte in bonis.

D10.4 Alla luce dei benefici connessi all'introduzione di clausole di risoluzione alternativa delle controversie, in termini di riduzione del contenzioso, rapidità di definizione delle controversie e maggiore certezza giuridica, si ritiene opportuno prevedere, all'interno dello standard contrattuale, l'inserimento delle predette clausole quale strumento ordinario di gestione delle controversie?

In merito all'organismo o agli organismi cui affidare la risoluzione delle controversie, si chiede di valutare il ricorso, a titolo esemplificativo, ai seguenti organi:

- il ricorso a camere arbitrali o organismi di mediazione istituzionali;
- l'eventuale individuazione di organismi specializzati nel settore energetico che contemplino il coinvolgimento del Gruppo GSE;
- la possibilità di demandare specifiche controversie tecniche a meccanismi di expert determination;

nonché di indicare se tale individuazione debba avvenire in modo standardizzato ovvero essere rimessa all'autonomia contrattuale delle parti.

Risposta.

Siamo favorevoli all'introduzione di clausole di risoluzione alternativa delle controversie, in grado di ridurre il contenzioso, accelerare i tempi di definizione e rafforzare la certezza giuridica.

Si suggerisce un modello "a cascata": negoziazione/mediazione, poi expert determination per le controversie tecniche, infine arbitrato amministrato da una camera arbitrale qualificata per le controversie di valore o di diritto. Quanto all'organismo, è preferibile indicarne in modo standardizzato uno o più di riferimento, evitando però conflitti di interesse: poiché il Gruppo GSE è parte/garante, non appare opportuno affidargli anche il ruolo di organismo decisore. Si lasci comunque alle parti la facoltà di optare per soluzioni equivalenti.

D11.1 I criteri di determinazione del prezzo di riserva (Pris), basati sul confronto tra prezzo del PPA e benchmark FER X profilato, nonché il settlement tramite CfD a consuntivo mensile, sono idonei a garantire un'equa mitigazione del rischio prezzo?

Risposta.

I criteri di determinazione del prezzo di riserva e il settlement via CfD a consuntivo mensile sono in linea di principio idonei a mitigare equamente il rischio prezzo, a condizione che: (i) il benchmark FER X profilato sia rappresentativo della specifica tecnologia/profilo e periodicamente aggiornato; (ii) la metodologia di profilatura sia trasparente e replicabile; (iii) il prezzo di riserva non penalizzi sistematicamente la parte in bonis rispetto alle condizioni originarie del PPA. Si chiede di pubblicare ex ante la metodologia e i parametri di calcolo.

Riteniamo infatti questi aspetti particolarmente critici, in quanto il benchmark FERX potrebbe risultare non pienamente confrontabile con il prezzo del PPA, in particolare per quanto riguarda la "traduzione" del prezzo FERX in un riferimento di prezzo che tenga conto della durata effettiva del contratto PPA (diversa da quella dell'incentivo FERX) e del profilo contrattuale (se diverso dal Pay-as-Produced del FERX).

D11.2 L'introduzione di limiti quantitativi all'intervento del GSE (copertura massima dell'80% e meccanismo di stop loss in €/MWh) può rappresentare un equilibrio adeguato tra tutela delle risorse pubbliche e protezione della controparte in bonis?

Risposta.

I limiti quantitativi rappresentano un compromesso ragionevole tra tutela delle risorse pubbliche e protezione della parte in bonis.

L'introduzione di un limite di copertura all'80%, combinato con un meccanismo di stop loss in €/MWh, lascia in capo alla controparte in bonis un rischio residuo significativo ma si tratta di un requisito regolatorio non negoziabile.

Si ritiene pertanto necessario garantire piena trasparenza nelle modalità di calcolo della quota residua del 20%. Inoltre, dovrebbe essere esplicitamente riconosciuta la possibilità per gli operatori di coprire tale rischio residuo mediante strumenti privati, in modo da assicurare una più efficace gestione complessiva del rischio.

Quanto al meccanismo di stop-loss, si ritiene che la relativa soglia possa essere definita dal GSE, purché sulla base di criteri trasparenti, oggettivi e coerenti con l'andamento dei mercati. Il valore di 40 €/MWh proposto appare tuttavia eccessivamente contenuto, soprattutto alla luce della volatilità storicamente osservata nei prezzi dell'energia elettrica, e potrebbe non garantire un'adequata tutela della controparte in bonis.

Si chiede pertanto di chiarire le modalità di calcolo dello stop-loss e di prevedere un meccanismo di revisione periodica della soglia proposta, assicurando un valore più coerente con le condizioni di mercato e idoneo ad garantire una copertura effettiva alla controparte in bonis, anche a tutela della bancabilità del progetto.

D11.3 Nei periodi in cui è la controparte in Bonis a erogare il differenziale nei confronti del GSE, si ha una preferenza tra l'opzione A e B considerando comunque che l'opzione A prevedrà il versamento di un corrispettivo di importo maggiore rispetto l'opzione B? Si riporta di seguito a scopo puramente esemplificativo dei possibili scenari in caso di inadempimento di default del Venditore PPA e dell'Acquirente PPA che considerano le due differenti opzioni.

Inadempimento Venditore ¹ . I valori sono in (€/MWh)									
				Opzione A			Opzione B		
P_{PPA}	$P_{MERCATO}$	P_{FERRI}	P_{RS}	$P_{GSE} + \text{controparte in bonis}$	$P_{\text{controparte in bonis}} + GSE$	Prezzo effettivo dell'energia sostenuto dall'acquirente	$P_{GSE} + \text{controparte in bonis}$	$P_{\text{controparte in bonis}} + GSE$	Prezzo effettivo dell'energia sostenuto dall'acquirente
50	160	57	57	40	0	120	40	0	120
50	100	57	57	35	0	65	35	0	65
50	57	57	57	0	0	57	0	0	57
50	55	57	57	0	0	55	0	0	55
50	50	57	57	0	0	50	0	0	50
50	30	57	57	0	20	50	0	16	46
50	10	57	57	0	40	50	0	32	42
60	160	57	60	40	0	120	40	0	120
60	100	57	60	32	0	68	32	0	68
60	60	57	60	0	0	60	0	0	60
60	58	57	60	0	2	60	0	2	60
60	57	57	60	0	3	60	0	3	59
60	30	57	60	0	30	60	0	24	54
60	10	57	60	0	50	60	0	40	50
Inadempimento Acquirente ² . I valori sono in (€/MWh)									
				Opzione A			Opzione B		
P_{PPA}	$P_{MERCATO}$	P_{FERRI}	P_{RS}	$P_{GSE} + \text{controparte in bonis}$	$P_{\text{controparte in bonis}} + GSE$	Prezzo effettivo dell'energia percepito dal venditore	$P_{GSE} + \text{controparte in bonis}$	$P_{\text{controparte in bonis}} + GSE$	Prezzo effettivo dell'energia percepito dal venditore
50	160	57	50	0	110	50	0	40	120
50	100	57	50	0	50	50	0	40	60
50	57	57	50	0	7	50	0	6	51
50	55	57	50	0	5	50	0	4	51
50	50	57	50	0	0	50	0	0	50
50	30	57	50	16	0	46	16	0	46
50	10	57	50	32	0	42	32	0	42
60	160	57	57	0	100	60	0	40	120
60	100	57	57	0	40	60	0	32	68
60	60	57	57	0	0	60	0	0	60
60	58	57	57	0	0	58	0	0	58
60	57	57	57	0	0	57	0	0	57
60	30	57	57	21	0	51	21	0	51
60	10	57	57	37	0	47	37	0	47

¹ Assumendo un prezzo FERX di 56,825€/MWh, $\Delta_{GSE} = 40€/MWh$ e il limite dell'80% di copertura del valore del contratto previsto dalla Commissione europea.

² Contratto 10 anni di 98GWh, con inizio 1/1/2027, default al primo anno di un operatore con un tasso di default del 0.12%, stima del prezzo dell'energia elettrica: 108 €/MWh al 2027 e 74€/MWh al 2037 con variabilità stagionale, attualizzazione al tasso BTP 10 anni: 3,62%.

Risposta.

La scelta tra l'opzione A e l'opzione B dipende dalla propensione al rischio e dalla struttura finanziaria del singolo operatore. In linea generale, dal punto di vista di un produttore orientato alla bancabilità e alla prevedibilità dei flussi, l'opzione A — pur a fronte di un corrispettivo maggiore — può risultare preferibile ove garantisca una copertura più ampia e tempestiva nei periodi di esposizione, riducendo la volatilità per i finanziatori. Si chiede al GSE di fornire l'analisi quantitativa comparativa (per scenari) a supporto di una valutazione informata e di lasciare all'autonomia delle parti la scelta tra le due opzioni in fase di qualificazione del contratto.

D11.4 Le modalità di settlement previste per l'intervento del GSE come garante di ultima istanza, basate su un contratto alle differenze (CfD) con regolazione economica a consuntivo su base mensile e riferimento ai prezzi di mercato (PUN Index GME), sono idonee a garantire trasparenza, adeguatezza e proporzionalità del meccanismo?

Risposta.

Le modalità di settlement garantiscono trasparenza e replicabilità grazie all'uso di un riferimento di mercato pubblico. Si segnala che il PUN è un prezzo nazionale: per gli impianti localizzati in zone di mercato con frequenti differenziali di prezzo zonale, il riferimento al solo PUN può introdurre un basis risk a carico della parte in bonis. Si suggerisce di valutare un riferimento zonale (o un meccanismo di correzione del basis) e di mantenere la cadenza mensile per contenere l'esposizione e i fabbisogni di cassa.

In termini generali, si ritiene opportuno chiarire con maggiore dettaglio come si configuri, sul piano contrattuale, il rapporto tra la controparte in bonis e il GSE nell'ambito del servizio di ultima istanza.

In particolare, si chiede di precisare se tale rapporto sia limitato alla sola regolazione economica delle partite oggetto di settlement, oppure se comporti anche l'applicazione di ulteriori clausole, obblighi o condizioni contrattuali.

D12.1 La struttura del corrispettivo, articolata nelle componenti CAMG, CRISK e CK, è ritenuta adeguata e proporzionata rispetto al profilo di rischio delle operazioni garantite e coerente con l'obiettivo di autofinanziamento del regime?

Risposta.

La struttura del corrispettivo articolata in CAMG, CRISK e CK è concettualmente adeguata e coerente con l'obiettivo di autofinanziamento del regime. È essenziale che la componente CRISK sia effettivamente commisurata al rischio della singola operazione (risk-based pricing) e non determini sovra-prezzi tali da compromettere la convenienza e la bancabilità dei PPA. Si chiede trasparenza sulla destinazione delle componenti e la garanzia che il livello complessivo non ecceda quanto necessario all'equilibrio del meccanismo.

D12.2 I parametri di determinazione delle singole componenti del corrispettivo risultano sufficientemente chiari, trasparenti e replicabili?

Risposta.

Ai fini della prevedibilità e della bancabilità è indispensabile che i parametri di determinazione di ciascuna componente siano resi pienamente trasparenti, replicabili ex ante dagli operatori e stabili nel tempo. Si chiede la pubblicazione della metodologia di calcolo, delle formule e dei valori/parametri di riferimento, nonché di esempi numerici applicativi. La replicabilità consente ai finanziatori di modellare i flussi e riduce l'incertezza regolatoria.

D12.3 La differenziazione del corrispettivo tra impianti in esercizio e non in esercizio riflette correttamente i diversi profili di rischio?

Risposta.

La differenziazione del corrispettivo tra impianti in esercizio e non in esercizio è coerente con i diversi profili di rischio, in particolare il rischio di costruzione ed entrata in esercizio per i progetti greenfield. Tuttavia, un corrispettivo significativamente più elevato per gli impianti non in esercizio rischia di penalizzare proprio la nuova capacità FER che il meccanismo intende promuovere. Si suggerisce di modulare la maggiorazione in funzione delle milestone di sviluppo raggiunte e di prevedere un riallineamento del corrispettivo all'entrata in esercizio.

D12.4 Il livello del corrispettivo annuale è ritenuto sostenibile e compatibile con la bancabilità dei contratti PPA, in particolare per operazioni di nuova realizzazione e di lunga durata? Le modalità di aggiornamento annuale del corrispettivo garantiscono un adeguato equilibrio tra flessibilità del meccanismo e stabilità economica per gli operatori e i finanziatori?

Risposta.

La sostenibilità del corrispettivo annuale è cruciale per la bancabilità, soprattutto per le operazioni greenfield e di lunga durata: un corrispettivo elevato erode il vantaggio economico del PPA e può scoraggiare gli investimenti. Si raccomanda di mantenerlo a un livello contenuto e proporzionato e di valutarne l'impatto sui modelli finanziari tipici. Quanto all'aggiornamento annuale, esso introduce flessibilità ma genera incertezza per finanziatori e operatori su orizzonti decennali: si propone di "cristallizzare" il corrispettivo (o il relativo metodo di calcolo) applicabile a ciascun contratto al momento della qualificazione/sottoscrizione, per l'intera durata, limitando gli aggiornamenti annuali ai nuovi contratti, così da assicurare stabilità economica e prevedibilità.