

DALLE ASTE AI PPA: ALCUNI APPUNTI DALL'ESPERIENZA DEL REGNO UNITO

La storia degli incentivi alle rinnovabili nel Regno Unito ha seguito una dinamica simile a quella italiana. Un generoso sistema di certificati verdi (i cosiddetti ROCs - *Renewable Origin Certificates*)¹ ha garantito lo sviluppo iniziale dell'industria, ed è stato successivamente sostituito da un sistema di aste. Grazie a questi sistemi di supporto, la capacità eolica installata a fine 2017 ha quasi raggiunto i 20 GW (di cui circa il 65% *onshore* e il rimanente *offshore*).

Rispetto ai valori estremamente elevati di remunerazione garantiti dal meccanismo dei ROC, le aste² hanno iniziato a esercitare la propria pressione competitiva sul settore, riducendo, nel primo 'pot' del 2015, la remunerazione per l'eolico *onshore* a circa 80 €/MWh.

Come dimostrato anche dall'esperienza italiana³, le aste hanno bisogno di tempo per dispiegare appieno la propria capacità di ridurre i prezzi pagati per l'energia delle nuove installazioni; anche nel Regno Unito, lo *strike price* per l'eolico *offshore* è passato da 140/150 €/MWh nel primo round di aste del 2014 a 57.5 €/MWh nel 2017, e ci si potrebbe attendere che simili riduzioni di costo si sarebbero verificate anche per l'*onshore*⁴.

Nel 2015, il Governo britannico ha però deciso di non consentire più la partecipazione dell'eolico *onshore* alle aste dopo il primo round, sostenendo che il costo dei 'sussidi' sarebbe stato eccessivo⁵. Il futuro sviluppo *onshore* è stato perciò interamente demandato a progetti *merchant*.

Le prime evidenze sull'evoluzione della capacità installata raccontano una storia interessante. Dopo un 2017 record, nel corso del quale sono stati installati nel Regno Unito circa 2,6 GW di eolico *onshore*⁶ (ponendo il Regno Unito al terzo posto in Europa per incremento di capacità installata nell'anno) grazie all'onda lunga dei sistemi di sostegno, i dati preliminari per il 2018⁷ indicano un repentino decremento delle nuove installazioni, con un aumento della capacità installata di circa 300 MW nel primo semestre 2018 e un secondo trimestre fermo a meno di 60 MW (dato inferiore non solo al record del 2018, ma anche ai numeri degli anni precedenti).

L'improvviso stop ai nuovi investimenti ha riaperto il dibattito sull'opportunità di reintrodurre la possibile partecipazione dell'*onshore* alle aste (con le aziende del settore impegnate a richiedere l'ammissione alle aste) e ha messo in evidenza la rilevanza del *timing* e della preparazione dell'industria nel suo complesso per la gestione della transizione verso un mondo di rinnovabili interamente *merchant* nel contesto europeo.

Sebbene i primi esempi di *corporate* PPA stiano facendo la loro comparsa sul mercato⁸, gli investimenti in nuove installazioni sono drammaticamente diminuiti (del 56% nel 2017 secondo *Bloomberg Energy Finance*) a causa dell'impreparazione del mercato nel suo complesso a gestire la transizione. Come ha dichiarato il CEO di Scottish Power Keith Anderson, "un mercato delle dimensioni necessarie non esiste in UK adesso"⁹, e questo nonostante la Gran Bretagna abbia una lunga storia di contratti di *offtake* di lungo termine¹⁰.

¹ Unità ad altre forme di supporto.

² Che assegnano un prezzo in €/MWh garantito tramite un contratto per differenze a due vie.

³ Dove il prezzo medio di assegnazione dell'eolico *onshore* è sceso dai circa 115 €/MWh del 2012 ai circa 66 €/MWh del 2016.

⁴ In uno studio commissionato dal governo inglese, la società di consulenza Baringa Partners ha stimato che aste successive avrebbero potuto chiudersi sotto le 50 €/MWh.

⁵ Tale decisione fu in realtà motivata da diverse ragioni, tra le quali il desiderio di assecondare una crescente avversione alle installazioni in alcune aree del Paese.

⁶ Si veda, per esempio, <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/statistics/WindEurope-Annual-Statistics-2017.pdf>.

⁷ Department for Business, Energy and Industrial Strategy, Renewable electricity capacity and generation, 27 Settembre 2018.

⁸ Ad esempio, la società tedesca Energiekontor AG ha recentemente annunciato di aver ottenuto i permessi per la costruzione di un parco di 48 MW, che dovrebbe essere finanziato tramite un PPA di lungo periodo siglato con un soggetto industriale.

⁹ "If the only thing out there is a corporate PPA, the market will slow down dramatically, because frankly, that market doesn't really exist in UK [at the scale required], ... "That might change in 5-10 years, but it doesn't exist right now" Si veda per esempio, <https://theenergyst.com>.

¹⁰ Il vecchio meccanismo di incentivazione basato sui ROC (simili ai certificati verdi italiani), unitamente alla struttura 'decentrata' del mercato elettrico inglese, richiedeva la stipula di contratti di lungo termine che garantissero ai produttori rinnovabili almeno la certezza dell'accesso al mercato (sebbene non a prezzo fisso), stimolando così l'insorgere di un mercato di contratti di *offtake* di lungo periodo.

TAG

renewable electricity source, retail elettrico

Si sta quindi facendo strada nel dibattito pubblico l'idea che i *corporate PPA*, nella loro forma più semplice e maggiormente conosciuta (ossia un contratto a prezzo fisso di durata più che decennale tra un produttore e un consumatore di grandi dimensioni), non rappresentino da soli la soluzione del problema, ma piuttosto il primo passo del settore nella direzione di un affrancamento degli investimenti in rinnovabili dall'intervento pubblico, e che il raggiungimento della maturità di tale mercato richieda di affrontare due sfide:

- le dimensioni e l'accesso al mercato: al fine di diventare uno strumento diffuso, è necessario che la stipula di contratti di lungo termine sia accessibile anche a soggetti di dimensioni minori rispetto ai grandi consumatori di energia¹¹
- il tempo, ossia una necessità di modificare in maniera radicale le modalità di gestione e allocazione dei rischi prezzo, volume e controparte tra i soggetti coinvolti nella filiera (produttori/investitori, consumatori e finanziatori).

Tali sfide portano con sé un significativo cambiamento di paradigma per l'industria rinnovabile, con la necessità di rinnovare sistematicamente la struttura dei contratti¹² (garantendo da un lato la flessibilità necessaria a gestire situazioni tra loro molto diverse e dall'altro e livelli di standardizzazione sufficienti a creare mercati liquidi per garantire lo scambio dei contratti) e di creare nuovi strumenti di mercato, nuovi soggetti e una nuova organizzazione dell'industria per la gestione dei rischi di lungo termine.

Per l'Italia, l'esempio inglese può rappresentare un monito importante; il progressivo superamento delle aste previsto dalla SEN a partire dal 2020 dovrà essere attentamente pianificato nei tempi (per evitare un brusco stop all'industria eolica, con costi potenziali per i consumatori) e nei modi, con uno sforzo di innovazione (e di costruzione di competenze) che, visti i tempi stretti, dovrà partire il prima possibile.

¹¹ Vattenfall ad esempio, sta avviando un esperimento di cessione di quote dell'impianto approvato di South Kyle a soggetti industriali di piccole dimensioni e comunità locali.

¹² In termini di strutture di *pricing*, (che dovranno essere più articolate e complesse):

- strutture finanziarie, ad esempio sulla durata del debito, sul rapporto debito/*equity* e sulla flessibilità dei rimborsi

- strutture di *pricing* più complesse rispetto a un prezzo fisso per lunga durata.

Tutto ciò è destinato ad avere un impatto su tutti gli aspetti della filiera:

- nuove modalità di gestione dei rischi, rischio di controparte nel lungo termine e creazione di mercati secondari, clausole di rinegoziazione, rischio profilo e rischio volume

- nuovi rapporti tra i soggetti coinvolti nello sviluppo e nella gestione degli impianti, con necessità di flessibilità nelle modalità di pagamento

- *full deployment* della capacità delle rinnovabili, eventualmente accoppiate con stoccaggi, di partecipare a tutti i mercati

- strutture di *pricing* più complesse rispetto a prezzi fissi per orizzonti temporali estremamente lunghi, rimodulazione delle strutture finanziarie (durata del debito, clausole di flessibilità, rapporto debito / *equity* ...), strumenti di revisione contrattuale.