

## *Proposta di meccanismo di supporto per il blue power*

di Hannelore Rocchio\* e Nicola Bacigalupi\*\*

Il meccanismo di supporto che si intende proporre è stato disegnato in modo da perseguire due obiettivi:  
 (1) promuovere lo sviluppo della tecnologia *blue power*, mitigando i rischi connessi all'investimento;  
 (2) preservare l'incentivo per l'impianto alla piena partecipazione ai mercati esistenti.

Si è ipotizzato un meccanismo di supporto articolato in tre diverse componenti:

- una componente fissa (euro/MW), funzionale a garantire, attraverso un flusso di ricavi certo, la copertura dell'investimento;
- due componenti variabili (euro/MWh) disegnate secondo uno schema di tipo *Contract for Difference* (di seguito CfD):
  - (a) la prima applicata ad una quota della potenza dell'impianto corrispondente al minimo tecnico
  - (b) la seconda applicata alla restante quota di potenza dell'impianto.

### *Focus sulla componente variabile baseload*

Più in dettaglio, sulla parte di produzione *baseload* si prevede di applicare un *Contract for Difference* (a due vie) che consenta al produttore di *blue power* di incassare per l'energia prodotta ed immessa in rete un importo pari ai suoi costi variabili, e questo indipendentemente dal prezzo di mercato a cui viene valorizzata la sua energia ceduta sul mercato stesso. Il produttore di *blue power*, quindi, riceve dal sistema la differenza, se positiva, tra i suoi costi variabili (*strike*) e il prezzo dell'energia; diversamente, ossia nei casi in cui il prezzo dell'energia è superiore ai costi variabili di produzione del *blue power*, è il produttore che restituisce la differenza. Il valore dello *strike* dovrà essere fissato in modo da riflettere tutti i costi variabili di produzione (CV) del ciclo combinato con cattura, nonché eventuali voci di costo variabilizzate, quali ad esempio i costi di logistica gas. Quanto detto implica ovviamente che dovranno essere previsti appositi meccanismi di indicizzazione che consentano allo *strike* di incorporare nel tempo le variazioni del prezzo gas (nonché del prezzo ETS per la quota di CO<sub>2</sub> non catturata).

Un meccanismo così disegnato incentiva il produttore ad offrire il suo minimo tecnico sui mercati elettrici a 0 euro/MWh in tutte le ore dell'anno (al netto di un numero di ore target di indisponibilità), posto che risulta garantito il pieno recupero dei costi variabili. Per incentivare l'operatore *blue power* ad offrire e a produrre il suo minimo tecnico, potrebbe essere opportuno incrementare di un fattore epsilon (€) il valore dello *strike price*, in modo da garantire al produttore un piccolo *mark-up* rispetto alla condizione di pura indifferenza che si avrebbe nella misura in cui lo *strike* venga fissato in modo da eguagliare i costi variabili.

### *Focus sulla componente variabile dispatchable*

Su una quantità di energia contrattualizzata *ex ante* (indipendente quindi dall'energia effettivamente prodotta) e corrispondente alla differenza tra la potenza nominale e il minimo tecnico dell'impianto, si prevede di applicare un CfD ad una via.

Secondo tale schema di tipo asimmetrico, sulla quantità contrattualizzata il produttore è obbligato a restituire al sistema, quando positiva, la differenza tra prezzo *power* e *strike*, non godendo tuttavia del diritto di ricevere dal sistema la differenza tra *strike* e prezzo *power* nelle ore in cui quest'ultimo risulta inferiore allo *strike*.

\* Vicepresidente esecutivo del Regulatory Affairs and Strategy Support di Eni

\*\* Responsabile del Market Design Power all'interno dell'unità Energy Evolution Regulatory Activities, Market Analysis & Design di Eni

Il valore dello *strike price* dovrà riflettere i costi variabili/variabilizzati di produzione del ciclo combinato con cattura, scontati di un parametro X che rappresenta il valore delle esternalità positive associate alla produzione decarbonizzata da *blue power* (pertanto si avrà *Strike Price* = Costi Variabili - X). Nel concreto, il parametro X dovrà essere fissato in modo da favorire un *merit order* in cui il l'impianto termoelettrico con cattura venga dispacciato prima di un impianto termoelettrico senza cattura ma dopo le rinnovabili. Operativamente tale obiettivo si ottiene valorizzando il fattore X come differenza tra i più elevati costi variabili dell'impianto con cattura e i più bassi costi del dell'impianto senza cattura più efficiente (vedasi focus su parametro X).

Per la quantità di energia contrattualizzata *ex ante* (indipendente quindi dall'energia effettivamente prodotta) e corrispondente alla differenza tra la potenza nominale e il minimo tecnico dell'impianto, il meccanismo di supporto è stato disegnato in modo da:

- (1) disincentivare l'impianto dal produrre quando il prezzo di mercato è inferiore allo *strike* (ossia  $CV - X$ ). Questo risultato si ottiene impostando il CfD secondo uno schema asimmetrico per cui il sistema in questa situazione non riconosce al produttore la differenza tra CV e prezzo di mercato: pertanto se l'impianto producesse sarebbe esposto ad una perdita;
- (2) incentivare l'impianto a produrre in tutti i casi i cui il prezzo di mercato è superiore allo *strike*.

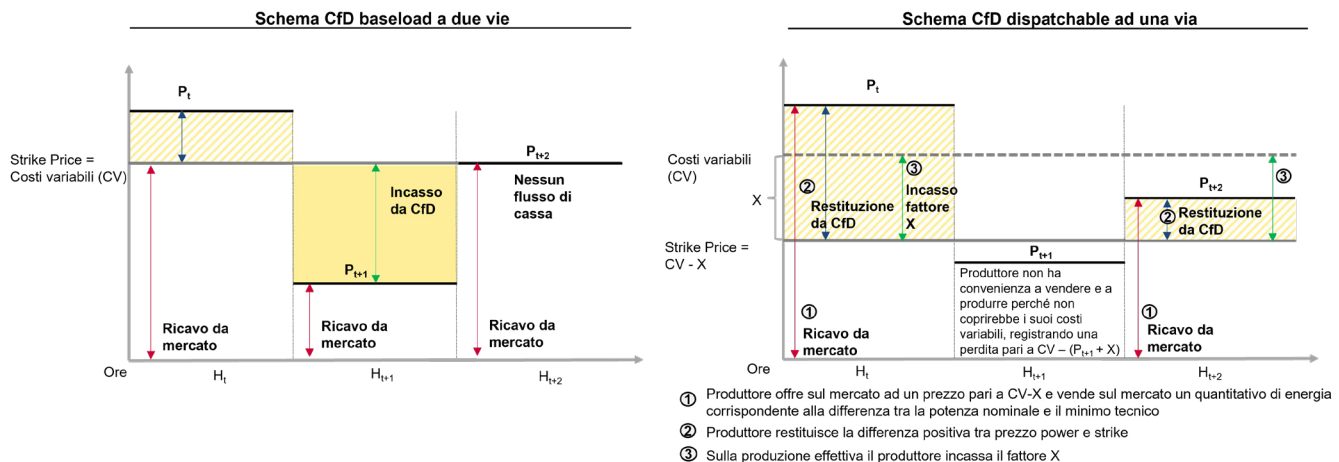
Tale risultato si ottiene combinando:

- un impegno finanziario, per cui su tutta l'energia contrattualizzata l'impianto con CCS è tenuto a restituire al sistema la differenza, se positiva, tra prezzo di mercato e *strike*, indipendentemente dalla energia effettivamente prodotta;
- il diritto per l'impianto a ricevere il parametro X solo sull'energia effettivamente prodotta e immessa in rete. Per cui l'operatore solo producendo è in grado di coprire integralmente i suoi costi variabili.

Un simile schema:

- (i) in primo luogo, incentiva il produttore ad offrire sul mercato elettrico la differenza tra potenza nominale e minimo tecnico ad un prezzo esattamente pari a  $CV - X$  (ossia ad un prezzo corrispondente allo *strike*) dal momento che, nel caso in cui la differenza tra prezzo power e *strike* sia positiva, l'operatore sarà obbligato a restituire il delta tra prezzo power e *strike* anche nel caso in cui non effettui vendite sul mercato, conseguendo quindi una perdita secca;
- (ii) dall'altro, incentiva il produttore a produrre effettivamente l'energia precedentemente venduta sul mercato, in modo da poter incassare il fattore X e coprire in tal modo i suoi costi variabili di produzione.

Fig. 1 - SCHEMA DI FUNZIONAMENTO DEL CFD BASELOAD A DUE VIE E DEL CFD DISPATCHABLE AD UNA VIA



Il parametro X rappresenta la leva attraverso cui lo schema regolatorio ipotizzato favorisce la definizione sui mercati elettrici di un *merit order* in cui l'impianto termoelettrico con cattura viene dispacciato prima dell'impianto senza cattura ma dopo le RES. Il fattore X dovrà essere quantificato in modo tale da coincidere con la differenza tra i più elevati costi variabili dell'impianto con cattura, comprensivi delle *fee* per trasporto e stoccaggio della CO<sub>2</sub>, e i più bassi costi variabili dell'impianto più efficiente senza cattura (*reference plant*). Senza entrare negli aspetti tecnici, può essere utile evidenziare come il fattore X (e quindi il gap di costo tra impianto con e senza cattura):

- aumenta al crescere del prezzo gas, in virtù della perdita di rendimento che tipicamente subisce un impianto termoelettrico a cui viene accoppiato un impianto di cattura,
- ma diminuisce all'aumentare del prezzo ETS, in quanto assumono un peso sempre maggiore i benefici economici ottenuti dall'impianto con cattura in termini di risparmi di quote CO<sub>2</sub>. Tale ultimo elemento assume particolare rilievo nella misura in cui, laddove il prezzo ETS dovesse crescere nel tempo (eventualmente anche per effetto di una revisione dell'attuale quadro regolatorio) è possibile immaginare una progressiva riduzione del fattore X che, per dati livelli delle quotazioni ETS, potrebbe arrivare anche ad annullarsi (o addirittura ad assumere valore negativo).

### *Confronto con il meccanismo di supporto per il blue power sviluppato in UK*

La presente proposta presenta alcune analogie con il meccanismo di supporto che il Governo UK intende adottare per gli investimenti in blue power (c.d. *Dispatchable Power Agreement*). Senza entrare nei dettagli della proposta UK <sup>(1)</sup>, può essere utile richiamarne lo schema generale di funzionamento, per poi focalizzarsi sugli elementi in comune e sulle principali differenze tra i due modelli.

Lo schema UK si compone di due componenti:

- (1) una capacitiva (c.d. *availability payment* in £/MW) applicata alla capacità di generazione *low-carbon* disponibile <sup>(2)</sup>;
- (2) una variabile (c.d. *variable payment* in £/MWh) applicata alla quantità di energia prodotta.

Obiettivo dell'*availability payment* è quello di fornire al produttore di blue power una copertura (sebbene parziale per i motivi illustrati nel seguito) dal rischio investimento tramite un flusso di ricavi stabile nel tempo. Con il *variable payment* il *Department for Business, Energy and Industrial Strategy* (BEIS) si propone invece di favorire la formazione di un *merit order* economico in cui gli impianti di *blue power* vengono dispacciati prima di un qualsiasi impianto a gas privo di cattura ma dopo le RES e il nucleare. A tal fine, il *variable payment* che il produttore incasserà sulla produzione effettiva sarà valorizzato come differenza tra il costo variabile dell'impianto di *blue power* e il costo variabile del più efficiente impianto di generazione a gas senza cattura del parco (impianto di riferimento). Per come è costruito, pertanto, il modello incentiva l'impianto di blue power ad operare secondo una modalità di tipo *dispatchable*: per l'impianto infatti sarà conveniente produrre solo quando il prezzo definito sul mercato elettrico risulterà maggiore o uguale al suo costo variabile «corretto» di un fattore pari al *variable payment*, funzionale a riportare l'impianto di *blue power* al medesimo livello di competitività dell'impianto di riferimento.

Il meccanismo UK, al pari di quello qui proposto, attraverso l'introduzione di una componente *dispatchable* è in grado di minimizzare eventuali effetti distorsivi sui mercati *wholesale*, favorendo la definizione di un *merit order* in cui gli impianti di *blue power* sono dispacciati prima di un qualsiasi impianto a gas privo di cattura ma dopo le RES (nonché, nel contesto UK, anche dopo il nucleare).

Guardando invece alle differenze, in primo luogo emerge come il meccanismo UK si articola di due sole componenti, mentre quello qui presentato, secondo una logica di tipo «modulare», introduce un'ulteriore componente variabile di tipo *baseload* da applicarsi ad un profilo di produzione corrispondente al minimo tecnico dell'impianto. Ciò consente di trascurare le problematiche di non linearità di costo connesse alle accensioni e agli spegnimenti dell'impianto di *blue power*, semplificando la definizione del meccanismo. Al contempo, presenta il vantaggio di assicurare al sistema un quantitativo certo – noto *ex ante* – di energia decarbonizzata non intermittente <sup>(3)</sup>.

Entrando nel merito delle singole componenti dei due modelli, la principale differenza che emerge risiede nel fatto che nella proposta UK alla componente variabile *dispatchable* non si applica alcun meccanismo di tipo CfD, in quanto l'impianto di *blue power* incassa il *variable payment* senza dover restituire eventuali differenze positive tra il prezzo spot ottenuto sul mercato ed il costo variabile dell'impianto di riferimento. Un simile disegno della componente *dispatchable* ha diverse implicazioni sia sulla valorizzazione della componente capacitiva (*availability payment*), sia, in termini più generali, sull'allocazione dei rischi tra sistema e produttore di *blue power*. Nella misura in cui infatti parte della marginalità dell'impianto di *blue power* deriverà dall'attività sui mercati, in un ipotetico processo d'asta competitiva per l'aggiudicazione del meccanismo di supporto il produttore di *blue power* dovrà scontare dall'*availability payment* richiesto il valore delle rendite inframarginali che si attende di ottenere dall'operatività sui mercati nel corso della durata contrattuale del meccanismo. Tale approccio espone il produttore di *blue power* ad un rischio «scenario di mercato» non trascurabile, in quanto la possibilità di recuperare integralmente i costi fissi (nonché di remunerare in maniera adeguata il capitale) dipenderà da variabili difficilmente prevedibili, quali i livelli delle rendite inframarginali ottenibili sui mercati dell'energia e dei servizi.

Sempre in una logica di confronto occorre sottolineare come la maggiore esposizione al rischio «scenario di mercato» a cui è esposto il produttore di *blue power* nello schema UK rispetto a quello qui descritto non garantisce né una maggiore efficienza dal punto di vista dell'operatività sui mercati e della gestione dell'asset né, in termini più generali, rispetto al disegno complessivo del modello. Per quanto riguarda il primo punto, infatti, come precedentemente illustrato, nello schema presentato il disegno della parte *dispatchable* – tramite le leve del fattore X e del CfD ad una via applicato all'energia contrattualizzata *ex ante* – incentiva l'operatore a:

- produrre unicamente nelle ore in cui il prezzo *power* è maggiore o uguale del costo variabile dell'impianto di riferimento;
- preservare la piena operatività dell'impianto di *blue power* (al netto di un numero di ore target di indisponibilità definite contrattualmente) per evitare di incorrere in restituzioni nel caso in cui eventuali indisponibilità dell'impianto si verificano in presenza di prezzi sul mercato *power* maggiori dello strike.

Pertanto, sebbene con strumenti differenti, lo schema proposto, al pari di quello sviluppato dal BEIS, assicura la piena efficienza sia nell'operatività sui mercati che nella gestione dell'asset. Per quanto riguarda il secondo punto, invece, si evidenzia come tra gli obiettivi del modello presentato rientri anche la corretta allocazione dei rischi tra sistema e produttore di *blue power*. In tal senso, è bene notare che il meccanismo mantiene in capo al produttore di *blue power* i rischi di O&M – in quanto dallo stesso gestibili – trasferendo al sistema i rischi «scenario di mercato» che, in un mercato elettrico in profonda trasformazione, sono difficilmente mitigabili dal produttore, dipendendo da fattori esogeni non governabili dallo stesso (si pensi allo sviluppo della rete che dipende da scelte dei TSO e dei DSO, all'evoluzione del mix che in buona parte riflette anche scelte di *policy*, all'elevata volatilità dei mercati dei servizi caratterizzati da scarsa trasparenza e per i quali non esistono strumenti di copertura).

Concludendo, si ritiene che lo schema qui proposto, attraverso una corretta ripartizione dei rischi tra sistema e produttore di *blue power*, possa assicurare un elevato livello di efficienza nel disegno complessivo del meccanismo che, in ultima analisi, si può tradurre in una minimizzazione dei costi necessari a supportare gli investimenti in *blue power*.

## NOTE

(<sup>1</sup>) Per approfondimenti si rimanda al documento pubblicato dal Department for Business, Energy and Industrial Strategy (BEIS), *An update on business models for Carbon Capture, Usage and Storage*, e ss.mm.ii.

(<sup>2</sup>) Ci si riferisce al concetto di capacità *low-carbon* disponibile in quanto il Governo UK intende riconoscere l'*availability*

*payment* solo nei periodi in cui l'impianto di *blue power* risulta disponibile.

(<sup>3</sup>) Ciò chiaramente non risulta possibile in presenza della sola parte *dispatchable* (come previsto in UK), laddove le ore di funzionamento dell'impianto di *blue power* dipenderanno dall'andamento dei prezzi del mercato.