

Capacity market: i dubbi sullo strike price

Lo strike price è disegnato in modo da riflettere il costo variabile di generazione dell'impianto meno efficiente; l'indicizzazione mensile, tuttavia, in presenza di volatilità molto elevate come quelle recenti, comporta elevati rischi di disallineamento tra costi e remunerazione. Una maggiore granularità - settimanale o giornaliera - potrebbe ridurre questi rischi, mentre la pubblicazione anticipata eviterebbe facili errori di stima.

Dall'avvio del mercato della capacità (c.d. *Capacity Market*) lo scorso mese, i risultati sui mercati *spot* dell'energia sono soggetti all'applicazione di un prezzo di esercizio (*strike price*), rappresentato dal costo variabile di generazione di un turbogas alimentato a gas naturale (considerata come la tecnologia di punta).

Per gli operatori contrattualizzati lo *strike price* rappresenta un prezzo soglia, superato il quale deve essere restituita a Terna la differenza tra i prezzi accettati o offerti sul Mercato del Giorno Prima (MGP) o sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) e lo *strike price* stesso.

Prevedere il valore dello *strike price* è fondamentale per definire la strategia di *bidding* nel mercato elettrico in tutte le sue fasi (MGP, MI, MSD e MB), rispettando al contempo le regole di offerta del *Capacity Market* e minimizzando il rischio restituzione.

La metodologia per il calcolo dello *strike price* è stata definita dall'ARERA nel 2019 ([Delibera 363/2019/R/eel](#)) in occasione delle prime aste del *Capacity Market* con periodo di consegna 2022-2023.

Lo scorso dicembre, l'ARERA ha rivisto i parametri economici per le nuove aste del *Capacity Market* con periodo di consegna al 2024, modificando al contempo anche alcuni dei criteri per la definizione del prezzo di esercizio ([Delibera 578/2021/R/eel](#)).

Lo *strike price* è dato dalla somma di 5 diverse componenti, ognuna delle quali definita da specifiche regole di calcolo (**Tabella 1**):

- componente a copertura dei costi sostenuti per l'approvvigionamento di gas naturale
- componente a copertura dell'onere delle quote di emissione da rendere nell'ambito dello schema dell'*Emission Trading System* (ETS)
- componente a copertura dei costi di smaltimento dei residui della combustione, pari a 0.006 €/MWh
- componente a copertura degli oneri di dispacciamento, pari al maggior valore tra 3 €/MWh e il 2% della sommatoria delle componenti gas, emissioni e smaltimento
- componente a copertura di altri oneri e rischi, pari a 15 €/MWh.

TABELLA 1. COMPONENTI PER IL CALCOLO DELLO STRIKE PRICE

COMPONENTI STRIKE PRICE			
GAS NATURALE	Valore Gas naturale	Costo approvvigionamento gas ($C_{MEM,m}$)	Costi infrastrutturali (QT_{int})
			Costi Transfrontalieri (QT_{psv})
			Costi di approvvigionamento ($P_{FOR,m}$)
		Costi attività di approvvigionamento e dei relativi rischi (CCR) al netto dell'elemento pro-die	
	Differenza (se>0) tra ((0.278+0.01)-QTpsv)		
	Accise		
Integrazione per ridotta regolarità di funzionamento (Ign=0.05 €/Smc)			
EMISSIONI	Standard emissione *Peua		
SMALTIMENTO RIFIUTI	0.006 €/MWh		
ONERI DISPACCIAMENTO	Max valore (3 €/MWh; 2%*(Gas naturale+Emissioni+Smaltimento))		
ALTRI ONERI E RISCHI	15 €/MWh		

Elaborazioni MBS Consulting

LA COMPONENTE GAS NATURALE

La componente “gas naturale” è pari al prodotto tra il consumo specifico standard di gas naturale (340 Smc/MWh) e la somma di 3 componenti:

- valore standard del gas naturale inclusivo dei costi della materia prima, della logistica internazionale e della logistica nazionale
- accisa sul gas naturale per la produzione di energia elettrica, fissata a 0.00045 €/mc così come definito dal [Testo Unico Accise \(T.U.A.\)](#) aggiornato al 1 gennaio 2022
- Integrazione per ridotta regolarità di funzionamento (IGN), pari a 0.05 €/Smc.

VALORE STANDARD DEL GAS NATURALE

Il valore standard del gas naturale, in una situazione di “normalità”, ossia nelle ore in cui il Ministero non abbia dichiarato lo stato di emergenza, è pari alla somma tra:

- la componente a copertura dei costi di approvvigionamento nei mercati all'ingrosso (CMEM,m1), le cui modalità di calcolo sono definite dall'ARERA nell' Allegato A del Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale e gas diversi da gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane (TIVG) ([Delibera ARG/gas 64/09](#)). La CMEM,m² è costituita da:
 - (QTint) a copertura dei costi infrastrutturali sostenuti fino all'immissione del gas nella rete nazionale, pari a 0,43 €/GJ
 - (QTpsv) a copertura dei costi di trasporto dalla frontiera italiana al PSV, a partire dal 1 gennaio 2022, pari a 0,12 €/GJ
 - (PFOR,m) a copertura dei costi di approvvigionamento nel mese considerato, che sostituisce la componente PFOR,t ([Delibera 363/2019/R/eel](#)) che invece stima un costo su base trimestrale. Il PFOR,m è definito come la media aritmetica delle quotazioni *forward* mensili OTC rilevate da ICIS-Heren presso l'hub TTF secondo la metodologia *assessment midpoint*, con riferimento al periodo compreso tra il 1° giorno e il 24° giorno del mese solare antecedente il mese m-esimo (inclusi gli estremi). Il valore fornito da ICIS-Heren si basa sulla rilevazione dei valori *mid* del gas al TTF

sulle piattaforme ICE e EEX alle 16.30, quando la liquidità tende a essere alta. L'orario è prossimo alla chiusura dei mercati, ma in situazioni di forte volatilità potrebbe avere uno scostamento anche significativo dal prezzo di chiusura. Una simulazione di calcolo dello *strike* per gennaio 2022, basato su sottostanti diversi dai riferimenti ICIS-Heren (come il prezzo di chiusura o il *mid* di giornata), mostra scostamenti dallo *strike price* finale che possono arrivare fino a 10-15 €/MWh.

Nelle ore in cui il sistema gas è dichiarato in stato di emergenza, l'ARERA stabilisce di considerare, al posto del PFOR,m, il maggior valore tra il prezzo marginale di acquisto per mantenere la rete gas bilanciata ([Regolamento 312/2014 art. 22, c. 1](#)) e il prezzo di attivazione di ciascuna misura non di mercato necessaria ai fini del mantenimento dell'equilibrio della rete di trasporto ([c 5.4 del Testo Integrato di Bilanciamento - TIB](#)).

- La componente a copertura dei costi delle attività e dei relativi rischi connessi alle modalità di approvvigionamento del gas (CCR³), al netto del rischio pro-die relativo alle attuali modalità di attribuzione dei consumi ai fini della fatturazione ai clienti finali. L'ARERA pubblica il valore della CCR e le relative componenti entro il mese di marzo di ogni anno. Come fissato dalla [Delibera 133/2021/R/gas](#), il valore attualmente in vigore, valido fino al 31 marzo 2022, è pari a 0.89 €/GJ, da decurtare di 0.14 €/GJ attribuibili al rischio pro die.
- L'eventuale differenza positiva tra 0.0178 €/Smc (definito al punto 1 della [Delibera ARG/elt 175/08](#)) incrementato di 0.01 €/Smc e il valore dell'elemento (QTpsv) a copertura dei costi di trasporto dalla frontiera italiana al PSV.

Secondo le nostre stime, il valore della componente gas, per il mese di marzo, è pari a 323 €/MWh, circa il 5% inferiore al mese di febbraio (**Figura 1**).

LA COMPONENTE EMISSIONI

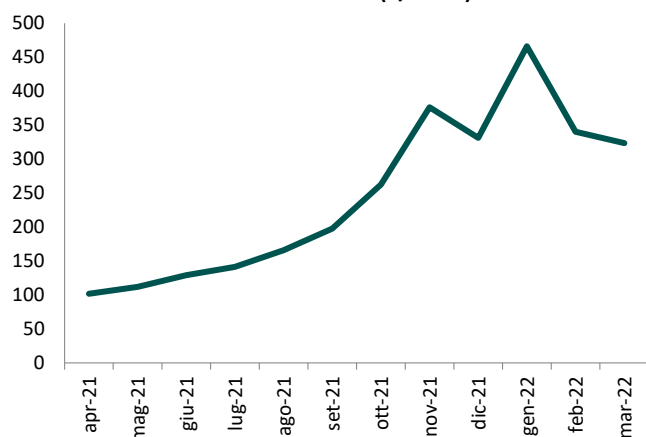
La seconda componente dello strike price è il costo associato alle quote di CO₂ che ciascun operatore, compreso nello schema dell'ETS, è obbligato a restituire annualmente. Secondo la metodologia definita dall'ARERA, la componente emissioni è pari al prodotto tra lo standard di emissione (0.7162 tCO₂/MWh) e il valore del parametro PEUA, considerando il

¹ Componente Costo Medio Efficiente del Mercato.

² A partire dal 31/12/2019 la componente QTMCV a copertura degli elementi di maggiorazione del corrispettivo variabile sono esclusi dal calcolo della CMEM,m.

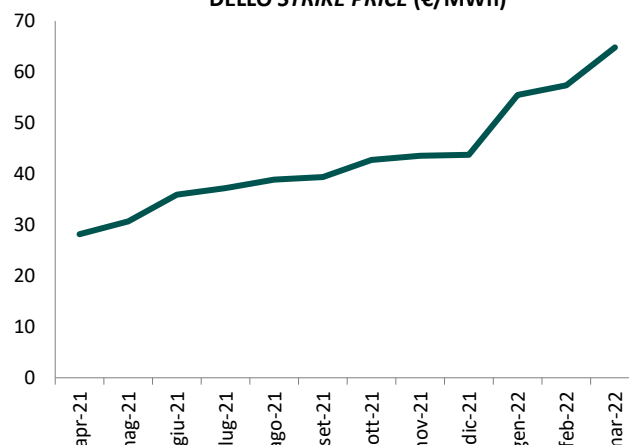
³ Componente a copertura dei rischi.

FIGURA 1. COMPONENTE GAS PER IL CALCOLO DELLO STRIKE PRICE (€/MWh)



Elaborazioni MBS Consulting su dati ICIS-Heren e ARERA

FIGURA 2. COMPONENTE EMISSIONI PER IL CALCOLO DELLO STRIKE PRICE (€/MWh)



Elaborazioni MBS Consulting su dati Reuters

periodo di osservazione tra il 21° giorno del secondo mese solare antecedente il mese m-esimo e il 20° giorno del mese solare antecedente il mese m-esimo (estremi inclusi). Il PEUA è calcolato come la media delle medie aritmetiche dei prezzi dei prodotti di chiusura giornalieri dei titoli EUA, complessivamente negoziati in ciascuno dei mercati di riferimento ([Delibera 424/2020/R/eel](#)), ponderata per i rispettivi volumi scambiati.

Per l'anno 2022, i mercati e i prodotti di riferimento per il calcolo del PEUA sono:

- EEX - *European Energy Exchange*, contratto *EUA spot*
- EEX - *European Energy Exchange*, contratto *spot* in esito alle sessioni d'asta relative alla piattaforma comune europea (mercato primario)
- EEX - *European Energy Exchange*, contratto *spot* in esito alle sessioni d'asta relative alla piattaforma tedesca (mercato primario)
- EEX - *European Energy Exchange*, contratto *spot* in

esito alle sessioni d'asta relative alla piattaforma polacca (mercato primario)

- ICE - *ICE Endex*, contratto *EUA spot (daily future on EUA)* che ha sostituito - ICE - *ICE Futures Europe*, contratto *EUA spot (daily future)* ([Delibera 578/2021/R/eel](#)).

Secondo le nostre stime, il valore della componente emissioni, per il mese di marzo, è pari a 64.8 €/MWh, circa il 13% superiore rispetto al mese di gennaio (**Figura 2**).

VALORE FINALE COMPLESSIVO DELLO STRIKE PRICE

Il valore finale complessivo dello *strike price* stimato per il mese di marzo è pari a 411 €/MWh, circa il 2% inferiore rispetto a quello registrato nello scorso mese di febbraio. La forte volatilità delle *commodities*, registrata negli ultimi mesi, si è riflessa anche sullo *strike price*, comportando marcate variazioni da un mese all'altro (**Tabella 2**).

TABELLA 2. VALORE E VARIAZIONE MENSILE STRIKE PRICE

	GAS NATURALE (€/MWh)	EMISSIONI (€/MWh)	SMALTIMENTO RIFIUTI (€/MWh)	ONERI DISPACCIAMENTO (€/MWh)	ALTRI ONERI E RISCHI (€/MWh)	STRIKE PRICE (€/MWh)	VARIAZIONE % MENSILE (%)
apr-21	101.63	28.17	0.006	3.00	15	147.81	
mag-21	111.65	30.66	0.006	3.00	15	160.32	8%
giu-21	128.91	35.92	0.006	3.30	15	183.13	14%
lug-21	141.21	37.19	0.006	3.57	15	196.97	8%
ago-21	165.76	38.87	0.006	4.09	15	223.73	14%
set-21	197.47	39.36	0.006	4.74	15	256.57	15%
ott-21	262.26	42.73	0.006	6.10	15	326.09	27%
nov-21	376.16	43.53	0.006	8.39	15	443.09	36%
dic-21	331.18	43.72	0.006	7.50	15	397.40	-10%
gen-22	466.07	55.46	0.006	10.43	15	546.97	38%
feb-22	340.10	57.36	0.006	7.95	15	420.42	-23%
mar-22	323.41	64.82	0.006	7.76	15	411.00	-2%

Elaborazioni MBS Consulting su dati ARERA, ICIS-Heren e Reuters

Considerando la complessità del calcolo e dell'elaborazione delle fonti dati sottostanti (**Tabella 1**), è essenziale, per gli operatori che partecipano al meccanismo del *Capacity Market*, conoscere l'esatto valore dello *strike price* in anticipo rispetto al mese di applicazione.

Una stima errata potrebbe, infatti, influire sulle strategie di *bidding* nel mercato elettrico, impattando sui ricavi che, data la regola del corrispettivo variabile, sono soggetti al rischio di restituzione⁴.

La pubblicazione dello *strike price* non è al momento prevista, non è infatti chiaro se tale valore sarà reso noto al momento della fatturazione del corrispettivo variabile da parte di Terna, che avverrà entro l'ultimo giorno del mese successivo a quello di competenza.

L'EFFETTO COMMODITY SULLO STRIKE PRICE

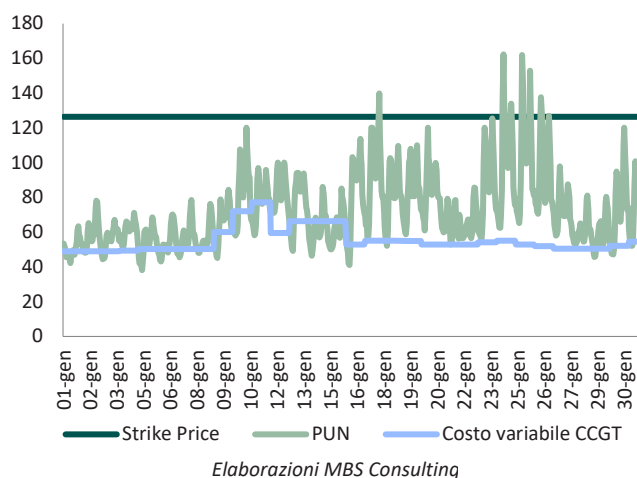
L'obiettivo del meccanismo di *strike price* è evitare che gli operatori che partecipano al *Capacity Market* ottengano delle sovra marginalità rispetto agli effettivi costi di generazione elettrica.

Per come è strutturata la formula, il raggiungimento di questo obiettivo è garantito dal fatto che lo *strike* rispecchia i costi di esercizio dalla tecnologia termoelettrica meno efficiente, identificata con un *peaker* alimentato a gas con un'efficienza del 30%, mentre i prezzi sui mercati sono fissati, generalmente, da impianti a ciclo combinato con un'efficienza intorno al 53%.

In condizione di prezzi delle *commodities* "normali", lo *strike price* dovrebbe risultare, quindi, superiore rispetto ai costi di generazione degli impianti che di regola fissano il prezzo elettrico sul mercato. Si possono, tuttavia, verificare situazioni particolari in cui questo non si verifica, come nei due seguenti esempi:

1. A gennaio 2017, l'indisponibilità di una parte del parco nucleare francese ha comportato una forte riduzione dell'import di energia elettrica. L'Italia si è trovata in una situazione di mercato "corto", quindi con un forte aumento del prezzo elettrico nazionale, ma con costi di generazione invariati. In questo caso, un meccanismo di *strike price* avrebbe limitato gli "extra-profitti" degli operatori (**Figura 3**).

FIGURA 3. STRIKE PRICE VS PUN E COSTI VARIABILI CCGT (53% DI EFFICIENZA) - DICEMBRE 2017 (€/MWh)



2. Al contrario, a dicembre dello scorso anno, l'aumento dei prezzi dell'energia elettrica è dipeso dal significativo aumento dei prezzi delle *commodities*, in particolare del gas e, in misura inferiore, della CO₂, che hanno rispettivamente raggiunto picchi a 189 €/MWh (circa il 900% superiore rispetto allo stesso giorno dell'anno precedente e il 113% più alto rispetto allo stesso giorno del mese precedente) e a 89 €/tonCo₂ (circa il 200% superiore rispetto al prezzo rilevato lo stesso giorno dell'anno precedente e il 48% superiore rispetto allo stesso giorno del mese precedente). In questo caso lo *strike price*, essendo indicizzato mensilmente⁵, non avrebbe incorporato l'estrema volatilità dei prezzi delle *commodities*, non rispecchiando quindi l'aumento dei costi di generazione.

Se, quindi, il *Capacity Market* fosse partito a dicembre dello scorso anno, gli operatori, per rispettare l'obbligo di offerta imposto dal meccanismo di capacità, sarebbero stati costretti a vendere energia elettrica a un prezzo inferiore al proprio costo di generazione. Lo *strike price* calcolato a fine novembre sarebbe, infatti, risultato inferiore ai costi variabili sostenuti nella seconda metà di dicembre dal ciclo combinato con un'efficienza del 53% (**Figura 4**).

Negli ultimi 4 anni, a eccezione del mese di gennaio 2017 e del mese di dicembre 2021, il valore dello *strike price* sarebbe sempre stato tale da coprire i costi di generazione degli impianti a ciclo combinato, con variazioni del prezzo del gas naturale e della CO₂

⁴ Il *Capacity Market* si sostanzia, di fatto, in un contratto di opzione in quanto l'operatore che in fase d'asta si è assicurato la sua partecipazione al meccanismo di Terna, offre la sua disponibilità a produrre energia elettrica in cambio di una remunerazione fissa, con l'obbligo di restituzione della differenza (se positiva) tra il prezzo offerto sui mercati elettrici (MGP, MI e MSD) e lo *strike price*.

⁵ Esso si basa sui prezzi registrati da due mesi prima fino al 20esimo del mese precedente rispetto a quello considerato nel caso della componente emissioni, e da 1 fino al 24 del mese precedente a quello considerato nel caso della componente gas.

FIGURA 4. STRIKE PRICE VS PUN E COSTI VARIABILI CCGT (53% DI EFFICENZA) NELLE ULTIME DUE SETTIMANE DI DICEMBRE 2021 (€/MWh)

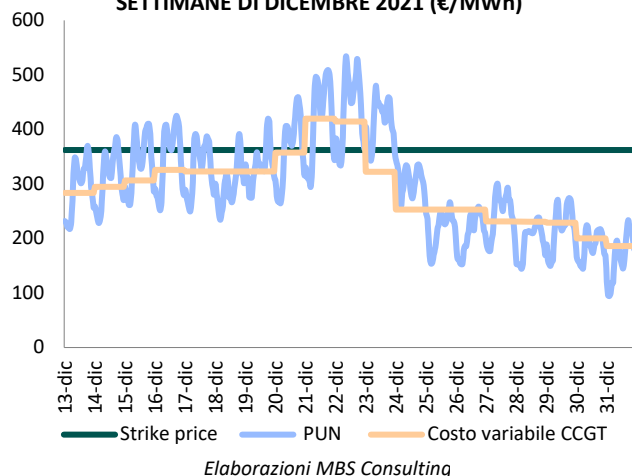
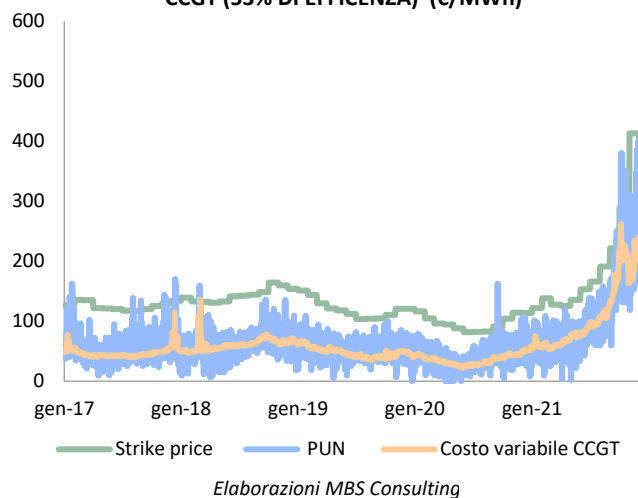


FIGURA 5. STRIKE PRICE VS PUN E COSTI VARIABILI CCGT (53% DI EFFICENZA) (€/MWh)



mediamente non superiori al 20% mese su mese.

Una variazione di circa 40 punti percentuali invece, come quella verificata a dicembre 2021, potrebbe generare un effetto distorsivo tale da non coprire neppure i costi variabili di generazione (**Figura 5**).

Al fine di evitare di incorrere in un tale rischio, gli operatori potrebbero attuare strategie di *hedging month-ahead*. Assicurandosi l'approvvigionamento del gas naturale a un prezzo fisso per un determinato periodo, potrebbero liberarsi dal rischio *strike price*, continuando, però, a essere soggetti al rischio volume.

Pur considerando il carattere di eccezionalità della fase corrente, non sono scongiurabili improvvise e forti oscillazioni dei prezzi delle *commodities*. Inoltre, terminata la situazione di emergenza, non si può neppure escludere che la volatilità di tali prezzi resti su livelli superiori a quelli storici. Uno *strike price* indicizzato non a livello mensile ma su base settimanale, o giornaliera, neutralizzerebbe il rischio per gli operatori di offrire capacità a un prezzo inferiore ai costi di generazione, preservando al contempo la funzione di limitare gli extra margini.