

A PICCOLI PASSI VERSO UN PSV PIÙ LIQUIDO

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [DCO n. 01/2017: attività di market making sul MGAS](#)
- [Decreto ministeriale 13 marzo 2017](#) - Ministero Sviluppo Economico

ARTICOLI CORRELATI

- [Il mercato gas a quattro mesi dall'avvio del nuovo regime di bilanciamento](#) (Newsletter 207)

La presenza di un market maker è una best-practice, riconosciuta anche da ACER, per la promozione della liquidità dei mercati, adottata anche da diverse borse del gas europee. La sua introduzione in Italia potrebbe finalmente smuovere il mercato organizzato, che presenta ancora liquidità irrisorie. I dettagli del disegno del meccanismo di market making saranno tuttavia rilevanti per il successo dell'operazione, mentre l'importanza di altri elementi che oggi frenano il mercato (separazione delle garanzie, fruibilità della piattaforma) continuerà comunque a pesare.

IL MARKET MAKING

Lo scorso 20 giugno si è concluso il processo di consultazione avviato dal GME per l'organizzazione dell'attività di *market making*, volta a migliorare la liquidità del mercato del gas italiano. Tale proposta si configura come una *best-practice* proposta dall'ACER ai regolatori al fine di garantire adeguati livelli di liquidità (su *spot* e *forward*). Secondo quanto prescritto dalle attuali linee di *gas market design* il Regolatore, o il Governo, può ricorrere infatti a uno o più *market maker* e/o implementare programmi di *gas release*, potendo anche imporre misure ad-hoc sull'*incumbent* qualora il mercato non riuscisse a svilupparsi.

La presenza di uno o più *market maker* o *liquidity provider (LP)* garantisce la presenza di offerte in acquisto e in vendita sul mercato *spot* e *forward*, impostate in un predefinito *range* di *bid-ask*, secondo un quantitativo minimo prefissato in cambio di un vantaggio economico, conferimento in termini di sconto sulle transazioni e/o una remunerazione diretta, a seconda delle misure adottate dal singolo regolatore.

Il *market maker* è già attivo in diversi mercati borsistici, non solo in quelli energetici, con un'ampia diffusione anche in molti *hub* del gas, dall'NCG al CEGH e, recentemente, anche sul MIBGAS, essendo tale strumento sempre più promosso a livello europeo come una misura efficace per accrescere transazioni laddove la liquidità risulta ancora bassa.

IN BREVE I PUNTI DI DIBATTITO DELLA CONSULTAZIONE

Vacillando il PSV in termini di liquidità ed essendo ormai partito il nuovo mercato del bilanciamento, il Governo e il GME premono, finalmente dopo lunghi dibattiti, sul tema. Il GME ha così circoscritto una consultazione su punti che hanno riguardato:

- I. Tipologia di contratto oggetto di *market making*, soprattutto nella fase di avviamento
- II. Modalità e impegni dell'LP
- III. Criteri di assolvimento della funzione di LP
- IV. Condizioni economiche riconosciute al/ai *market maker*.

Sul primo punto il GME ha suggerito di limitare l'attività dell'LP, almeno in una prima fase iniziale, al mercato MGP-Gas, in particolare circoscrivendo i vincoli di liquidità al prodotto G+1.

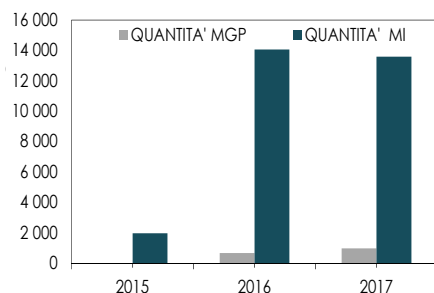
Questo è sicuramente motivato dall'irrisoria quota dei volumi MGP registrati sulla piattaforma del GME (**Figura 1**) pari a solo il 5% di tutti i volumi scambiati sul mercato MGP dallo scorso a.s. fino a oggi.

In una fase successiva il GME valuterebbe comunque la possibilità di estendere tale attività anche a prodotti del *prompt / forward*.

Sul secondo punto invece il GME ha richiesto un *feedback* dagli operatori in tema di vincolo minimo di offerte garantite dall'LP, suggerendo una soglia di 500 MWh/sessione - contestualmente in acquisto e vendita - per un tempo minimo di permanenza delle offerte di 2h, applicabile nella fascia oraria 14-18, o in alternativa una quantità minima, senza alcun vincolo di permanenza, pari a 1,500 MWh, a uno *spread* massimo di 0.3 €/MWh.

Confrontando i diversi mercati che hanno adottato la stessa misura, lo *spread* suggerito dal GME è allineato a quanto implementato al CEGH mentre si discosta da altri mercati meno liquidi di quello austriaco, quali quello spagnolo o dell'Europa centro-orientale (**Tabella 1**).

FIGURA 1. VOLUMI TOTALI SCAMBIATI SULLA PIATTAFORMA GME - Totale Annuale (GWh)



Ultimo dato 30/4/2017

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

TAG

liberalisation, market design,
natural gas

TABELLA 1. TIPOLOGIA DI PRODOTTI E SPREAD BID-ASK APPLICATI PER ATTIVITA' DI MARKET MAKING IN EUROPA

MERCATO	PRODOTTO	SPREAD [€/MWh]
GASPOINT NORDIC	WD	0.25
	DA/WEND	0.50
	MA	0.50
CEGH	DA/WEND	0.30-0.35
	MA	0.40
	DA	0.50
PXE Europa Centrale	FORWARD	
	DA	0.50
MIBGAS	DA	0.50
	MA	

Fonte: elaborazione REF-E su dati mercati borsistici europei

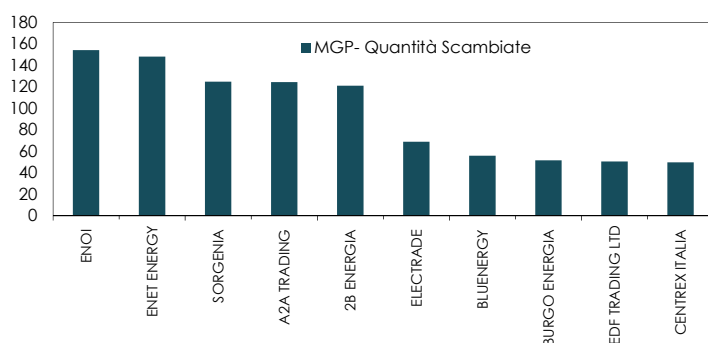
Un altro elemento in consultazione è quello sui criteri di assolvimento dell'impegno di fornitura dell'LP, che si ritiene adempiuto, in un periodo di osservazione corrispondente al mese di calendario, se si presentano offerte in un numero minimo di sessioni utili (suggerito il 75%). Qualora lo *spread bid-ask* massimo dovesse essere fissato al di sopra di 0.3 €/MWh, in seguito alla stessa consultazione, l'LP dovrà rispettare non solo il limite sulle quantità da offrire, ma anche una quantità minima di transazioni ancora non ben definita nell'intero mese.

Anche questa proposta si discosta da quanto delineato su altri mercati. Al CEGH il numero minimo di sessioni è tarato su una soglia del 50%, congiuntamente a un vincolo di transazioni minime giornaliere di 10 GWh/giorno (su *bid* e su *ask*), con un *target* totale mensile minimo di 350 GWh/mese. In Spagna, da marzo

2017, l'obbligo del *market maker* è ridefinito pro-quota sui volumi del portafoglio di approvvigionamento dell'LP (0.3% della quota di approvvigionamento/numero sessioni totali annuali sul prodotto *day ahead*), con un *cap* di offerta.

Per quanto concerne la remunerazione dell'LP, il GME riconoscerà un corrispettivo fisso (per ciascuna sessione utile) e un corrispettivo variabile di 0.01 €/MWh realmente negoziato.

FIGURA 2. VOLUMI TOTALI SCAMBIATI SULLA PIATTAFORMA GME-MGP Totale da inizio AT16 dei primi 10 Operatori (GWh)



Ultimo dato 30/4/2017

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

Sui criteri di selezione dell'LP non sono ancora chiare le linee di azione del GME: al fine di limitare la spesa per corrispettivi fissi, il GME prospetta soltanto di confinare il numero di LP a un massimo (ancora non definito), superato il quale il GME selezionerà i nuovi LP in base ai volumi scambiati a partire dal 1 ottobre 2016, piuttosto che sui volumi importati o negoziati all'*hub*, come invece sarebbe auspicabile per il raggiungimento di obiettivi di liquidità.

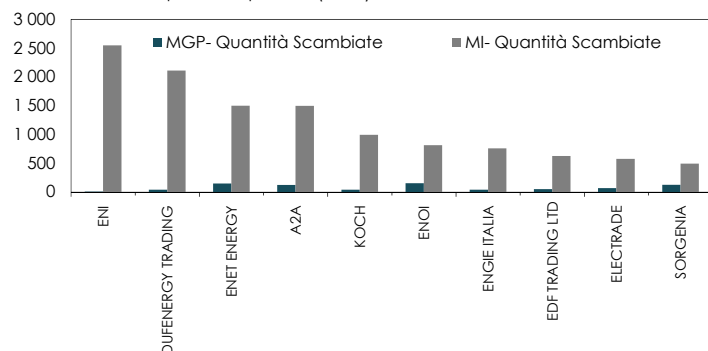
Gli operatori con volumi rilevanti sul MGP e che potrebbero svolgere la funzione di LP non sono tuttavia molti. Limitare ad esempio il numero massimo a 10, significherebbe accettare come LP operatori del mercato, in primis A2A, ENOI e Sorgenia, (Figura 2), di dimensioni inferiori, sia in termini di quota di mercato sia di importazione, ai principali *shipper* del mercato PSV (Eni, Edison, Enel, Engie, etc..).

COSA ANCORA NON CONVINCE

La proposta di avere uno o più LP è una misura che può agevolare la maggiore partecipazione degli operatori, specialmente sulla piattaforma GME ancora sottoutilizzata rispetto all'OTC.

Tuttavia, la circoscrizione dell'avvio al solo prodotto *day-ahead* sembra ancora poco sfidante se si pensa che la maggior parte delle transazioni registrate su MGP a oggi sono prevalentemente sull'intra-day-MI (Figura 3), o se si pensa che negli altri mercati europei tale attività si è spinta su *tenor* molto più profondi (fino al *Calendar Ahead*, nel caso austriaco, o al *Month Ahead* nel caso spagnolo, per citarne alcuni).

FIGURA 3. VOLUMI TOTALI SCAMBIATI SULLA PIATTAFORMA GME-MGP Totale da AT14 dei primi 10 Operatori (GWh)



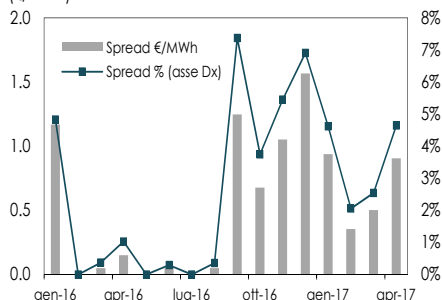
Ultimo dato 30/4/2017

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

Definire un orizzonte più ampio consentirebbe anche l'accesso "prioritario" a operatori più importanti che possono garantire effettivamente una maggiore liquidità del mercato (quali ad esempio Eni, Enel, Edison). Inoltre è difficile pensare che limiti di assolvimento così ambiziosi (soglia del 75%) siano facilmente adempiuti da operatori minori la cui quota di importazione è a oggi marginale.

Infine il valore massimo di *spread* suggerito potrebbe rivelarsi non abbastanza attraente non solo perché più basso di quello riconosciuto agli altri LP nei mercati confinanti, ma soprattutto sulla base di una variabilità storica media (calcolata a partire dallo scorso ottobre) di 0.8 €/MWh (se si includono i mesi di allerta dell'inverno) o di 0.6 €/MWh

FIGURA 4. SPREAD BID-ASK SULLA PIATTAFORMA GME (€/MWh)



Ultimo dato 30/4/2017

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

(se si escludono i due mesi di grossa volatilità), con un valore minimo di 0.35 €/MWh, prossimo allo *spread* suggerito, registrato solo nel mese di marzo (**Figura 4**).

L'idea lanciata dal Governo e dal Regolatore/GME è sicuramente valida e molto incoraggiante, essendo anche partita a distanza di alcuni mesi dal nuovo bilanciamento, ma le proposte delineate potrebbero non riscontrare una sufficiente adesione degli operatori, mostrando difficoltà implementative che potrebbero far slittare ulteriormente l'inizio dell'attività di *market making*.

Sicuramente, oltre ai punti sopraesposti, l'integrazione del GME su Trayport, richiesta ormai supportata da diversi operatori su numerosi tavoli di discussione, e una maggiore integrazione della gestione delle garanzie (Gas & Power) che permetterebbe una maggiore razionalizzazione delle risorse dei partecipanti, potrebbero essere azioni atte a facilitare tale processo potendo garantire, anche da sole, grossi miglioramenti del mercato borsistico italiano che, altrimenti, difficilmente potrebbe essere ancora sostenuto come *hub* del Mediterraneo mentre i nostri vicini evolvono.