

CONTRATTI DI IMPORTAZIONE DEL GAS IN EUROPA: EVOLUZIONE DEI MECCANISMI DI PRICING

In recent years, pricing mechanisms and other provisions of long-term gas import contracts in Europe have undergone substantial changes. These developments have shaken the pillars of the structure that has governed gas imports into Europe for decades. Renegotiations and arbitrations have resulted in higher shares of hub indexation, which is now the dominant form of pricing in Northwest Europe. However, there are still some uncertainties and unresolved lines of tension: Gazprom still officially defends oil indexation; Russian oil-linked volumes also probably retain an influence on European hub price levels; oil indexation is still dominant in some parts of Europe.

Negli ultimi anni, i meccanismi di pricing e altre clausole dei contratti di lungo termine per l'importazione di gas in Europa hanno subito notevoli trasformazioni. Questi sviluppi hanno scosso i pilastri della struttura su cui per decenni si è poggiata l'importazione di gas in Europa. Le rinegoziazioni e gli arbitrati sono sfociati in livelli crescenti di indicizzazione ai prezzi hub, che è ormai il metodo di pricing prevalente nell'Europa nord occidentale. Permangono tuttavia incertezze e linee di tensione aperte: Gazprom difende ancora ufficialmente l'indicizzazione ai prezzi del petrolio; è possibile che volumi di gas russo indicizzati al petrolio mantengano una certa influenza indiretta sui prezzi hub; l'indicizzazione al petrolio è ancora dominante in alcune parti d'Europa.

Per decenni, pur con apprezzabili differenze geografiche e trasformazioni nel tempo, i contratti per l'importazione di gas naturale in Europa si sono poggiati su una struttura ben definita che ha assicurato un'allocazione del rischio accettabile per fornitori e compratori e garantito la sicurezza degli approvvigionamenti. Da qualche anno, tuttavia, questa struttura vacilla. Le cause sono da rintracciare in processi legislativi e politici ma anche in una concatenazione inattesa di eventi sul

mercato internazionale del gas naturale.

1. I CONTRATTI TRADIZIONALI COME «PACCHETTI DI SERVIZI»

Cerchiamo innanzitutto di delineare le caratteristiche principali di questa struttura contrattuale. Le sue fondamenta sono notoriamente la lunga durata dei contratti, l'indicizzazione ai prodotti petroliferi, la presenza di clausole *take-or-pay* e la possibilità di una revisione periodica delle condizioni contrattuali. Ciascuno di questi pilastri risponde a esigenze ben precise.

Per il fornitore che deve investire ingenti somme di capitale sulla produzione e sul trasporto del gas, il rischio principale è quello di non vendere il proprio prodotto, con il risultato di un flusso di cassa nullo e dunque la mancata copertura dell'investimento iniziale. Un'ulteriore preoccupazione è che il prezzo del gas non risulti sufficientemente alto da garantire guadagni. Da ciò scaturisce la richiesta ai compratori di impegnarsi all'acquisto di gas per 20 o 30 anni – ossia per un periodo almeno corrispondente al tempo di recupero dei grandi investimenti. Inoltre, i contratti indicano un volume annuale minimo che gli importatori sono tenuti a comprare o ad ogni modo a pagare (il concetto di *take-or-pay*). Infine, l'idea di indicizzare il prezzo del gas a quello di una commodity di riferimento è volta a ridurre il rischio di movimenti re-

* Clingendael International Energy Programme (CIEP), L'Aia
luca.franza@clingendaelenergy.com

pentini e garantire stabilità e capacità di previsione.

Per l'importatore, i rischi principali da cui tutelarsi sono l'impossibilità di rivendere gas nei segmenti successivi della catena del valore e l'impossibilità di realizzarvi margini apprezzabili. Per questo motivo furono concepiti meccanismi di *pricing* che consentissero al gas naturale di rimanere competitivo rispetto alle fonti di energia concorrenti (principalmente il gasolio e l'olio combustibile nell'epoca di introduzione delle formule di *pricing*). Quanto alla possibilità di chiedere revisioni periodiche, essa serve a dare flessibilità a contratti pluridecennali che devono chiaramente essere adattati alle mutevoli congiunture del mercato. Al di là di questi principi fondamentali, i contratti di lungo termine comprendono numerose altre clausole, che specificano ad esempio le modalità di consegna dei volumi di gas o le condizioni per eventuali margini aggiuntivi di flessibilità.

In altre parole, i contratti di lungo termine indicizzati al petrolio sono «pacchetti di servizi» – in cui l'equilibrio è garantito dall'interazione tra le varie clausole. È dunque difficile scinderne le singole componenti e considerarle in isolamento le une dalle altre. È anche per questo motivo che, nonostante il *primum movens* dell'ultima tornata di rinegoziazioni sia stata l'insistenza dei compratori per l'indicizzazione ai prezzi *hub*, è stato talvolta necessario modificare clausole non inerenti al *pricing* al fine di mantenere un'equilibrata allocazione del rischio.

2. RIPERCUSSIONI DELLA «TEMPESTA PERFETTA» DEL 2008-2009

Torniamo dunque ai fattori che hanno recentemente destabilizzato il panorama contrattuale europeo. Negli ultimi sette anni, il ritmo delle rinegoziazioni e dei casi di arbitrato è notevolmente cresciuto e i prezzi *hub* hanno fatto breccia in

molti contratti, divenendo la forma di *pricing* dominante in Europa nord occidentale. L'impatto di questi rivolgimenti sul commercio del gas naturale in Europa è di ampio respiro e non è ancora stato valutato in tutte le sue ramificazioni. Ci si potrebbero ad esempio porre domande sul destino stesso dei contratti di lungo termine, sul futuro ruolo dei grandi importatori (*midstreamers*) e sulle implicazioni di questi sviluppi per la sicurezza degli approvvigionamenti.

Come abbiamo accennato, sono state le condizioni di mercato profilatesi in Europa a partire dal 2008-2009 – combinate con il processo di liberalizzazione avviato negli anni precedenti – ad aver scosso la struttura tradizionale su cui per decenni si è retta l'importazione di gas naturale nel nostro continente. A partire dal 2008-2009, la concomitanza della crisi economico-finanziaria e la disponibilità di ingenti volumi di GNL qatarino non contrattualmente destinati a un compratore specifico hanno determinato un eccesso di offerta di gas sui mercati europei.

L'aspetto inedito di questi rivolgimenti è stato che, contrariamente al passato, la liberalizzazione dei mercati ha permesso ai consumatori finali di acquistare gas sugli *hub* oltre che dai *midstreamers*. Mentre i prezzi *hub* – il cui livello è stabilito dall'incontro tra domanda e offerta di gas – sono calati in risposta all'eccesso di offerta, i prezzi indicizzati al petrolio nei contratti di lungo termine sono rimasti su livelli relativamente alti. Gli importatori di gas naturale si sono dunque trovati bloccati in una posizione non invidiabile, ossia schiacciati tra l'obbligo contrattuale di comprare gas a prezzi indicizzati al petrolio dai fornitori esterni e l'incapacità di rivendere tali volumi ai clienti *downstream*. Per uscire da questa situazione, gli importatori hanno esercitato forti pressioni sui fornitori per rinegoziare i termini dei contratti, specie per portarne i prezzi a livelli più in linea con quelli *hub*.

3. RINEGOZIAZIONE DEI CONTRATTI DI LUNGO TERMINE

Alcuni produttori, tra cui Paesi Bassi e Norvegia, hanno accettato relativamente presto di eliminare l'indicizzazione al petrolio. Tuttavia, è noto che Statoil ha conseguentemente cancellato la flessibilità dai propri contratti – di fatto confermando la posizione russa per cui non possono esistere contratti di lungo termine, indicizzati ai prezzi *hub*, e che per di più concedano flessibilità volumetrica agli importatori. Altri produttori, con Gazprom in prima linea, hanno invece opposto resistenza al cambiamento e sono stati spesso costretti a piegarsi in sede di arbitrato.

In una prima fase – che per quanto riguarda molti mercati dell'Europa occidentale può ritenersi conclusa nel 2012 – Gazprom ha tentato di acquietare i propri clienti senza apportare modifiche strutturali alle formule di *pricing*. In molti casi, gli sconti ottenuti tramite queste «concessioni alternative» (alternative rispetto all'eliminazione dell'indicizzazione al petrolio richiesta dai compratori) sono stati uguali se non maggiori degli sconti che si sarebbero ottenuti con la piena introduzione di prezzi *hub*. Spesso si sottovaluta quanto l'ultima tornata di rinegoziazioni abbia reso più variegato il panorama dei contratti per l'importazione di gas in Europa.

Tra le «concessioni alternative» si possono enumerare:

- sconti *una tantum* sui crediti maturati dai produttori per forniture di gas già effettuate, come probabilmente stabilito nell'accordo tra Gazprom ed E.On del 2012;

- indicizzazioni solo parziali ai prezzi *hub*, inizialmente nella misura del 10-20% – come ad esempio stabilito nell'accordo tra Gazprom ed E.On del 2010 – e poi in misura crescente;

- indicizzazioni indirette ai prezzi *hub* tramite applicazione di «forbici» incentrate su prezzi *month-ahead* – all'interno delle quali

il prezzo del gas segue quello del petrolio, ma dai limiti delle quali non può sconfinare – che sarebbero state proposte da Gazprom ad Eni in una delle fasi negoziali;

- sconti sul prezzo base del gas (*P-zero*), proposti in molte rinegoziazioni;

- modifiche al ribasso del coefficiente di *pass-through*, che stabilisce il rapporto (tipicamente tra l'80% e il 90%) tra il prezzo del gas e quello del paniere di prodotti petroliferi a cui esso è indicizzato.

Si sono inoltre verificate concessioni su clausole non inerenti al *pricing*, ad esempio:

- riduzioni della *Minimum Contracted Quantity* (MCQ) – soglie di *take-or-pay* – sia in forma *una tantum* che permanente – ancora una volta probabilmente presente in uno degli accordi tra Gazprom ed Eni;

- riduzioni della *Annual Contracted Quantity* (ACQ), concesse in casi più rari e forse solo da Sonatrach;

- possibilità di riaprire le trattative sulla formazione del prezzo in ogni momento (la cosiddetta *joker clause*), anch'essa ottenuta da Eni nei suoi contratti con Gazprom.

Tuttavia, i compratori hanno insistito sulla necessità di introdurre cambiamenti strutturali e nel lungo termine hanno continuato a puntare sull'indicizzazione ai prezzi *hub*. Gli esiti sono stati molto diversi a seconda delle aree geografiche.

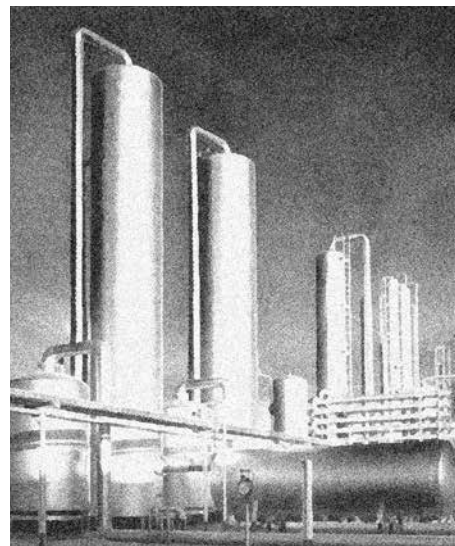
4. LA SITUAZIONE ATTUALE

La transizione può considerarsi conclusa in Europa nord occidentale, nella misura in cui l'*hub* inglese *National Balancing Point* (NBP) e quello olandese *Title Transfer Facility* (TTF) si sono definitivamente affermati come *benchmark* e i prezzi dei contratti di lungo termine si sono portati sullo stesso livello dei prezzi *hub* in seguito alle rinegoziazioni. La chiusura del divario tra questi due prezzi nel corso del 2013 si dedu-

ce dal raffronto tra l'andamento dei prezzi BAF (prezzo medio d'importazione per la Germania) e quello dei prezzi TTF. Non a caso, nello stesso anno Gazprom ha realizzato vendite record in Europa.

L'evoluzione nei meccanismi di *pricing* del gas si è gradualmente estesa ad altre parti d'Europa, interessando anche l'Italia e l'Europa centrale. In alcune di queste realtà, l'indicizzazione ai prezzi *hub* sarebbe già prevalente. Negli ultimi due anni, Eni ha ad esempio registrato progressi notevoli nell'ottenere quote crescenti di indicizzazione ai prezzi *hub*. Contratti tradizionali di lungo termine con indicizzazione al petrolio continuano invece a dominare i mercati balcanici, baltici e iberici, che infatti continuano a pagare prezzi più alti rispetto al resto d'Europa. La mancanza di interconnessioni adeguate e ritardi nella liberalizzazione dei mercati rallentano, in queste regioni, la transizione verso meccanismi di *pricing* basati sui prezzi *hub*.

In questa situazione sussistono alcuni elementi di incertezza. Ad esempio Gazprom – pur avendo di fatto portato i prezzi dei propri contratti allo stesso livello dei prezzi *hub* in molti paesi – difende ancora ufficialmente le formule tradizionali. Gazprom inoltre sottolinea la natura provvisoria delle proprie concessioni. Ciononostante, è molto difficile immaginare un ritorno



dell'indicizzazione al petrolio in quanto il modo di commerciare gas in gran parte dell'Europa occidentale è cambiato profondamente. L'unica osservazione potenzialmente condivisibile è che il recente calo del prezzo del petrolio potrebbe diminuire l'incentivo a promuovere una transizione verso forme di *pricing* basate su prezzi *hub* nelle regioni in cui essa fatica a prendere piede.

5. DINAMICHE DI FORMAZIONE DEI PREZZI HUB

Un altro aspetto che viene talvolta perso di vista è l'influenza indiretta dei prezzi del petrolio sui prezzi *hub*. Rendere il gas naturale più competitivo era uno degli obiettivi dichiarati del processo di liberalizzazione dei mercati, di cui lo smantellamento dell'indicizzazione al petrolio è stato presentato come elemento fondante. Sebbene i prezzi delle importazioni europee di gas si siano decisamente abbassati negli ultimi anni anche grazie all'indicizzazione a prezzi *hub*, questi ultimi sono rimasti per diversi anni su livelli sorprendentemente alti. In primo luogo, il prezzo del gas continua ad eccedere quello del carbone ovunque in Europa – il che significa che il cambiamento dei termini di *pricing* non ha giovato alla competitività del gas nel mix energetico. In secondo luogo, l'osservazione è valida anche se condotta in relazione al vero e proprio crollo della domanda di gas verificatosi a partire dal 2009. In altre parole, è lecito chiedersi cosa abbia trattenuto i prezzi *hub* su livelli relativamente alti in una congiuntura di estrema debolezza della domanda.

Se si prendono in considerazione domanda e offerta, è principalmente l'offerta flessibile ad avere un impatto sui prezzi *hub*. La domanda è infatti inelastica nel breve termine e l'offerta inflessibile, per definizione, non reagisce alle variazioni di prezzo. Ma quali sono le fonti di offerta flessibile? Gene-

ralizzando, si può affermare che il mercato europeo del gas è esposto a quattro categorie di offerta flessibile:

- forniture via gasdotto non commissionate nei contratti - i Paesi Bassi e la Norvegia vendono volumi direttamente sul mercato spot e la Russia sostiene di essere in grado di aumentare la propria produzione oltre i volumi previsti dai contratti di lungo termine;

- GNL flessibile, ossia non commissionato in contratti - si tratta dei cargo che si muovono liberamente sui mercati mondiali inseguendo il miglior *netback*;

- GNL «dirottabile» (*divertible*) - si tratta di volumi teoricamente destinati a un rigassificatore specifico in quanto oggetto di un contratto, il quale però consente al fornitore di dirottarli verso il miglior offerente;

- forniture flessibili via gasdotto commissionate nei contratti - ossia i volumi al di sopra della *Minimum Contracted Quantity* (o soglia di *take-or-pay*) che gli importatori possono più o meno liberamente scegliere se acquistare o meno. Contrariamente alle altre tre categorie - nelle quali è il fornitore a poter decidere se rendere disponibili o meno volumi di gas - in questo caso è il compratore ad avere un margine di manovra.

Qual è dunque il rapporto tra volumi flessibili e dinamiche di formazione dei prezzi *hub* in Europa nord occidentale (verso i quali convergono peraltro i prezzi degli altri *hub* europei integrati)? Occorre svolgere due osservazioni preliminari, che costituiscono gli «assunti» della nostra analisi:

(1) come è stato spiegato, i volumi di gas prodotti in Europa, così come di GNL non contrattualmente destinato a un compratore specifico o «dirottabile», vengono prevalentemente venduti a prezzi *hub* in

Europa nord occidentale. Questo significa che i fornitori di tali volumi «accettano» il prezzo stabilito dal mercato, per cui si possono considerare *price-takers*;

(2) il prezzo del gas russo nei contratti di lunga durata è mediamente più alto del prezzo *hub*, con il risultato che i compratori acquistano tale gas solo per coprire la domanda «residua», ossia la parte di domanda che i volumi con prezzo *hub* non riescono a coprire.

Chiariti questi assunti - che sembrano ben rappresentare la situazione in Europa nord occidentale negli ultimi anni - si possono identificare due situazioni distinte:

(1) quando la domanda residua è inferiore al volume di gas russo che i compratori sono contrattualmente obbligati ad acquistare (la *Minimum Contracted Quantity*), il gas russo non ha alcuna influenza sui prezzi *hub*. Sono i volumi *price-takers*, di fatto, che influenzano collettivamente il prezzo. Quest'ultima situazione si è profilata nel 2009 quando consistenti volumi di GNL qatarino sono confluiti in Europa;

(2) quando la domanda residua è superiore al volume di gas russo che i compratori sono contrattualmente obbligati ad acquistare, il gas russo è di fatto il «volume marginale» (in senso tecnico, ossia *marginal supply*) sul mercato europeo. Visto che i prezzi *hub* tendono a convergere verso il prezzo marginale, in questa circostanza il gas russo è *price-setter*.

Da questa analisi si evince che negli ultimi anni il gas russo ha mantenuto una certa influenza sui prezzi *hub* in Europa nord occidentale. Dato che i volumi russi sono parzialmente indicizzati al petrolio, si può suggerire che i prezzi del petrolio hanno a loro volta mantenuto un'influenza indiretta sui prezzi *hub*. Questo potrebbe essere

uno dei motivi per cui i prezzi *hub*, come si diceva, si sono mantenuti su livelli relativamente alti nonostante il crollo della domanda.

6. CONCLUSIONI

La transizione verso meccanismi di *pricing* del gas basati su prezzi *hub* può considerarsi sostanzialmente compiuta in Europa nord occidentale e procede spedita in vaste aree d'Europa. Se l'adozione di questo tipo di *pricing* è indubbiamente risultata in un abbassamento dei prezzi d'importazione e conseguenti risparmi per i compratori, essa non ha comunque permesso al gas di diventare più competitivo nel mix energetico.

Nonostante il successo di questa transizione, abbiamo spiegato come i contratti di lungo termine debbano ancora pienamente assestarsi. Il solido consenso costruito in passato attorno all'indicizzazione al petrolio non è ancora stato sostituito da alternative altrettanto condivise. Nella congiuntura attuale, i fornitori sentono di aver subito le condizioni dettate dai *policy-makers* europei. Permangono dunque delle linee di tensione irrisolte, sul cui sviluppo peseranno sia il cambio di strategia recentemente annunciato da Gazprom (volontà di consegnare il gas sui confini esterni dell'Unione Europea invece di raggiungere il consumatore finale) che l'esito dell'indagine antitrust europea pendente sul gigante russo. Nel frattempo, è possibile che i volumi russi continuino ad avere una certa influenza sui prezzi *hub*. Inoltre, lo svantaggio degli importatori che comprano ancora consistenti volumi di gas indicizzato al petrolio è attualmente mitigato dai bassi prezzi del petrolio.

L'Aia, Maggio 2015

Questo articolo riassume le conclusioni dello studio *Long-term Gas Import Contracts in Europe: the Evolution in Pricing Mechanisms* svolto dall'Autore, ricercatore presso il Clingendael International Energy Programme - CIEP (www.clingendaelenergy.com) affiliato all'Istituto olandese di Relazioni internazionali «Clingendael». Il copyright dell'articolo è del CIEP e la versione originale e completa dello studio è disponibile al link: <http://www.clingendaelenergy.com/publications/publication/long-term-gas-import-contracts-in-europe>