

GAS NATURALE

LA FINE DEI CONTRATTI A LUNGO TERMINE E IL NUOVO MODELLO DI MERCATO EUROPEO DEL GAS NATURALE

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [Review of Current and Future Data Management Models CEER report](#) (December 2016)
- [European Gas Target Model review and update](#) (January 2015)

ARTICOLI CORRELATI

- [Il corridoio della liquidità e il nuovo "Pacchetto Energia": quali opportunità?](#) (Newsletter 204-205)
- [Energy Outlook n. 5](#)

La rapida diminuzione del peso dei contratti di lungo termine per la capacità di trasporto e per il gas metterà in crisi l'attuale sistema di remunerazione di molti importanti gasdotti europei e potrebbe riaprire gli spread di prezzo tra i diversi hub. La proposta di corridoio della liquidità avanzata dall'Italia si inserisce quindi in un dibattito molto ampio sulle possibili soluzioni, che coinvolge il funzionamento dei mercati del gas, la remunerazione e il ruolo dei TSO, la selezione delle reti da remunerare e degli investimenti: in altre parole si potrebbe configurare un nuovo modello di mercato gas.

IL LUNGO TRAMONTO DEI CONTRATTI A LUNGO TERMINE

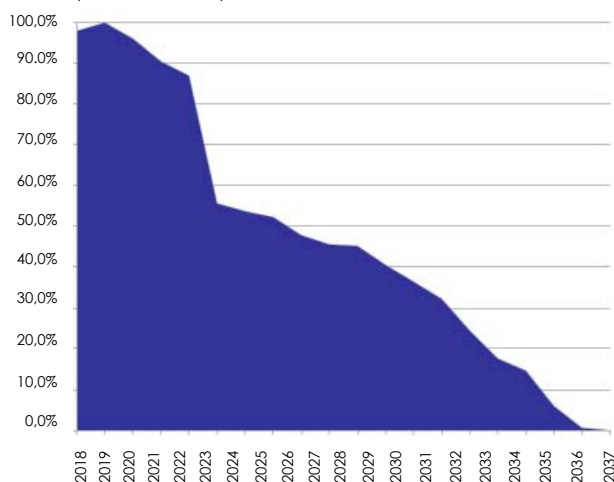
Luglio, si sa, è tempo di saldi. Il settore del gas non segue certo i cicli stagionali dell'industria della moda, tuttavia anche qui i saldi non sono mancati, negli anni più recenti, e altri – ben diversi – potrebbero profilarsi, in particolare nel segmento del trasporto. Questo articolo è dedicato all'evoluzione a lungo termine del mercato europeo del gas, alla luce di alcuni importanti mutamenti strutturali. Ne potrebbero derivare controversie regolatorie a tutto campo, ben diverse da quelle degli ultimi 10-15 anni, ma potenzialmente non meno significative.

Nell'industria europea del gas, una caratteristica saliente dei prossimi anni sarà la forte riduzione dei contratti a lungo termine. Lungamente osteggiati quale fonte di abusi e

ostacolo alla concorrenza, essi hanno oggi perso la loro principale funzione economica, che era quella di garantire i flussi e quindi la finanziabilità di ingenti investimenti, specie nella produzione e nelle infrastrutture di trasporto a grande distanza. Oggi, la disponibilità di mercati liquidi permette un diverso approccio, e i contratti a lungo termine, pur non scomparendo, tendono a ridursi nella dimensione e nella durata: quest'ultima è passata dai 20 e più anni del passato a meno di 10, tipicamente dimensionati sul nocciolo più duro della domanda, e perciò soggetti a flessibilità assai limitata. I mercati a medio e breve termine consentono infatti di ottemperare altrimenti alla sempre presente esigenza di corrispondere a una domanda instabile e sempre più incerta.

Parallela all'estinzione dei contratti di approvvigionamento storici, non più rinnovati secondo il modello originale, è l'ancor più rapida diminuzione dei contratti a lungo termine per la capacità di trasporto, per la quale si prevede in particolare un crollo del 40% circa tra il 2021 e il 2023 (**Figura 1**). La relativamente elevata disponibilità di capacità sui gasdotti europei, con poche eccezioni, è attualmente oggetto di dibattito nell'industria del gas, in quanto portatrice di vaste conseguenze.

FIGURA 1. EVOLUZIONE DELLA PRENOTAZIONE DI CAPACITÀ DI TRASPORTO IN EUROPA (% ANNO BASE 2019)



Fonte: ENTSG, Commissione europea (DG ENER)

L'IMPATTO SULLA REMUNERAZIONE DELLE RETI

In primo luogo, la rapida diminuzione del peso dei contratti di lungo termine per la capacità di trasporto metterà in crisi l'attuale sistema di remunerazione di molti importanti gasdotti europei.

Infatti, il sistema europeo è sostanzialmente diviso in due: da un lato i sistemi di trasporto del gas dei grandi paesi, che sono rivolti in gran parte al consumo interno e godono di una sostanziale garanzia di reddito (es. Gran Bretagna, Germania, Italia, Francia, Spagna); dall'altro i sistemi di molti paesi più piccoli si basano per la maggior parte della capacità di trasporto sul transito verso altri mercati, e non godono di tale garanzia, ma solo di qualche agevolazione (es. Austria, Belgio, Bulgaria, Rep. Ceca, Paesi Bassi, Polonia, Slovacchia). Il venir meno della prenotazione a lungo termine della capacità rende assai più incerta la sopravvivenza di questi sistemi, almeno nella dimensione attuale. Il rischio è massimo per i paesi che ospitano la naturale prosecuzione dei sistemi di transito del gas russo attraverso l'Ucraina, messi in dubbio

TAG

natural gas, network regulation

dalla determinazione russa di ridurre al minimo il transito attraverso questo paese mediante alternative attraverso il Baltico e il Mar Nero. Tuttavia, il rischio aumenta significativamente anche per gli altri sistemi, a causa della sempre maggiore incertezza circa il ruolo futuro del gas in Europa, soggetto alla concorrenza di carbone e fonti rinnovabili, alla crescita dell'efficienza energetica e alla deindustrializzazione.

D'altronde, la garanzia di ricavi a copertura dei costi che i meccanismi di regolamentazione europei generalmente offrono ai gestori delle reti di trasporto (TSO) a prevalente uso nazionale, tende a scaricare i rischi sul resto dell'industria. Al diminuire delle quantità trasportate i prezzi unitari aumentano, peggiorando (anche se spesso solo lievemente) la competitività dei sistemi di trasporto stessi e dello stesso gas naturale rispetto alle fonti concorrenti. L'incertezza e volatilità crescente della domanda aggravano il problema.

L'IMPATTO SUL TRADING

Un secondo e assai diverso impatto è atteso dal (più lento) declino dei contratti di approvvigionamento a lungo termine (**Figura 2**), che può portare a una diminuzione della liquidità dei mercati, e quindi un approfondimento delle divergenze tra i mercati nazionali europei. Infatti, con l'attuale struttura basata su doppi contratti a lungo termine

per il gas e per la capacità di trasporto, molti dei maggiori operatori del settore dispongono di quantitativi di gas e di dotazioni di capacità già pagati, e quindi virtualmente a costo zero, pronti a essere gettati dove i prezzi sono maggiori. Questa massa liquida ha oggi un ruolo importante nel relativo allineamento dei prezzi dei vari *hub*, che è assai notevole nell'Europa nord occidentale, anche se vari fattori ne ostacolano la completa estensione verso sud (Penisola Iberica, Francia meridionale e Italia) e verso est a partire dall'Austria e dalla Polonia.

Al venir meno dei contratti a lungo termine, anche la disponibilità di gas già pagato, a costo marginale nullo, e di capacità già pagata con cui trasferirlo tra i vari mercati europei, verrà meno. Occorrerà acquistare la capacità a breve termine, con i relativi costi sia economici che gestionali, ed eventualmente anche il gas. All'aumentare dei costi marginali aumenteranno gli *spread* tra gli *hub* tali da giustificare le operazioni di arbitraggio, e quindi le differenze (*spread*) tra i prezzi dei vari *hub* potrebbero riallargarsi. Inoltre, potrebbero aumentare:

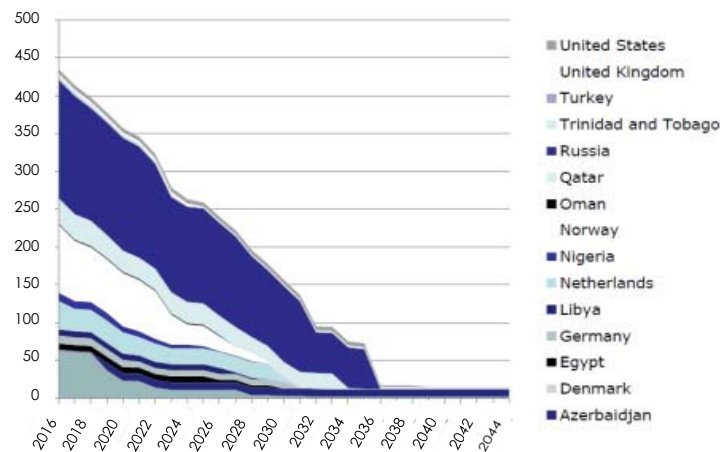
- la penetrazione nei mercati dei produttori, che si ritroverebbe in carico parte delle quantità di gas oggi già pagate dalle imprese europee, e che per questa via potrebbero giocare un ruolo sempre maggiore
- il potere di mercato degli *incumbent* nazionali, meno sfidati da rivali che avrebbero meno opportunità di acquisire gas a basso costo.

L'IMPATTO SUL MODELLO DI MERCATO EUROPEO

Questa evoluzione si innesta su un altro dibattito attualmente in corso in Europa, quello lanciato dalla Commissione sull'evoluzione possibile del mercato europeo e quindi sugli ulteriori adeguamenti necessari nel quadro regolatorio. Si tratta del progetto noto nel settore come "Quovadis".

Il consulente che si è aggiudicato lo sviluppo del progetto di nuovo modello del mercato europeo (*Target Model*) ha presentato recentemente (a porte chiuse) il proprio rapporto preliminare. Il consulente della Commissione non ha fatto mistero di ritenere assolutamente prioritaria la questione della tariffe di trasporto. In proposito, l'Europa viene dall'esperienza tumultuosa del Codice di rete sull'armonizzazione delle strutture tariffarie (TAR), che è stato il più lungo e nettamente l'ultimo a essere approvato tra quelli previsti dal programma iniziale. L'esito è stato spesso giudicato come insoddisfacente: il TAR può avere qualche impatto significativo (*Newsletter 211*), ma prevede solo una lenta e moderata omogeneizzazione dei complessi schemi di calcolo delle strutture tariffarie, non interviene sui costi riconosciuti (*allowed revenue*) e quindi

FIGURA 2. EVOLUZIONE DEI VOLUMI CONTRATTUALI DI LUNGO PERIODO IN EUROPA



Fonte: CEDIGAS, Commissione europea (DG ENER)

neppure sui livelli tariffari medi. Per contro, il TAR pone limiti ai rapporti tra i costi della capacità a breve e a lungo termine che - anche se i TSO hanno mostrato una certa abilità a circoscriverne l'impatto - potrebbero aggravare la fuga dalle prenotazioni a lungo termine, favorendo l'acquisto di capacità a breve e aggravando il circolo vizioso che si sviluppa (data la netta prevalenza dei costi fissi) tra calo delle prenotazioni e aumento dei costi unitari.

Sia lo sviluppatore del progetto "Quovadis", sia la maggioranza di coloro che hanno preso parte al dibattito ufficiale¹ ritengono opportuno procedere a una drastica riduzione dei costi di trasmissione in corrispondenza delle interconnessioni tra i sistemi europei, in particolare alle frontiere, allo scopo di completare l'integrazione dei mercati e sostenere lo sviluppo della liquidità. Infatti, se i costi di capacità sostenuti direttamente dagli *shipper* fossero significativamente minori, si ridurrebbero gli *spread* tra i siti che giustificerebbero azioni di arbitraggio. In pratica, riottenere un effetto simile (e anzi più generale) di quello derivante dai contratti di capacità a lungo termine.

Secondo varie proposte, tali costi dovrebbero essere ridimensionati drasticamente, portandoli al livello dei soli costi variabili, tipicamente riconducibili ai costi di compressione e alle piccole perdite dei gasdotti. In questo modo, i costi di trasmissione transfrontaliera potrebbero ridursi (tipicamente) di due terzi. I costi fissi di capitale, ammortamento e operativi sarebbero invece coperti per altra via, su cui ferve il dibattito, in particolare:

- attraverso le tariffe di entrata nella stessa UE
- attraverso le tariffe di entrata in ciascuna delle zone (regioni sovranazionali) in cui il sistema europeo sarebbe diviso
- a carico degli utenti a valle (clienti finali e sistemi distributivi)
- attraverso componenti tariffarie correlate ai volumi (*commodity charges*)
- o attraverso una combinazione di tutte queste ipotesi.

Si auspica inoltre un'armonizzazione maggiore e una fusione di mercati nazionali, almeno a livello regionale, con condivisione dei costi delle reti.

Sembra escluso che si passi alla cancellazione (*write-off*) delle infrastrutture poco utilizzate, ma spesso utili ai fini di sicurezza dell'offerta o come via di fornitura alternativa atta a dissuadere dall'abuso del potere di mercato. Il *write-off* sarebbe poi un messaggio assai negativo nei confronti degli investitori (spesso non comunitari) che hanno abbondantemente puntato su un settore considerato a basso rischio. Tuttavia, la cancellazione di *asset* considerati obsoleti non è esclusa in casi specifici, e il rappresentante dei regolatori europei (CEER) in un recente dibattito a porte chiuse ha energicamente esortato i TSO europei a intraprendere una significativa riduzione dei costi, a rischio di sopravvivenza.

L'opportunità di vendere i servizi di trasporto al mero costo marginale "di breve termine", ossia sostanzialmente coprendo i soli costi variabili, è oggetto di un dibattito teorico secolare. In sostanza, secondo l'impostazione tradizionale, l'opportunità di includere nei prezzi la segnalazione dei costi totali - inclusi quelli fissi - dipende dalla prospettiva. Se è necessario mantenere a lungo termine le reti, i segnali di prezzo dovrebbero includere i costi fissi, e ignorarli potrebbe portare a distorsioni; tuttavia non mancano i sostenitori di modalità tariffarie più articolate, laddove la regolazione consenta di recuperare i costi altrove. Tariffe allineate ai soli costi variabili sono invece raccomandate da tutti qualora si ritenga che gli impianti siano sovradimensionati e non più necessari a lungo termine, nel qual caso conviene cederli ... a prezzo di saldo come abiti fuori moda².

¹<http://ec.europa.eu/energy/en/content/study-quo-vadis-gas-market-regulatory-framework-discussion-papers>

² Il fatto che molte reti siano relativamente datate non deve trarre in inganno. Infatti, nei sistemi regolatori tipicamente adottati, gli ammortamenti servono a ricostituire l'integrità delle reti, e sono quindi parametrati al valore lordo degli impianti, mentre il tasso di rendimento è calcolato sul valore residuo netto (RAB). Una forte riduzione della RAB rispetto al valore iniziale indica una mancata ricostituzione degli impianti, ossia un loro graduale abbandono.

PROPOSTE PER FRONTEGGIARE IL DECLINO DEI CONTRATTI A LUNGO TERMINE: ANALISI PRELIMINARE

Al di là delle discussioni teoriche, l'ipotesi di trasferire la copertura dei costi fissi a meccanismi diversi dalla tariffe d'uso solleva significativi problemi pratici:

- Quali reti dovrebbero essere mantenute?
- Chi stabilisce l'adeguatezza dei costi da coprire?
- Chi dovrebbe coprire i costi delle reti?

I primi due punti evidenziano la mancanza di un regolatore a livello europeo. Tuttavia, il primo problema è se possibile ancora più ampio, visto che le decisioni sulle reti nel settore del gas sono ripartite in modo diverso, nei vari paesi, tra gestore di rete, regolatore e altre autorità governative. Il secondo rinvia alla riluttanza politica a cedere il controllo dei livelli tariffari ad autorità di livello sovranazionale, che ha comportato l'esclusione dalla stessa definizione d'ambito del Codice TAR. D'altronde, è difficile pensare che (per fare un esempio pratico) il regolatore del paese A mantenga il potere esclusivo di definire i costi riconosciuti del proprio TSO, se parte di questi devono essere coperti dal paese B attraverso un'apposita componente tariffaria: il minimo necessario sarebbe una verifica da parte di un'autorità di livello europeo o regionale.

Il recupero dei costi per altra via, secondo quasi tutti gli osservatori, richiede un certo grado di socializzazione che necessariamente supera le barriere nazionali. Per rendersene conto, basti considerare l'esempio della Slovacchia, paese in cui oltre il 90% della capacità è destinato al transito. Se le tariffe di interconnessione non comprendono che i costi variabili, è chiaro che la maggioranza dei costi (quelli fissi) non possono certo essere coperti dai soli consumatori slovacchi, ma devono essere distribuiti a valle - e lo stesso accade per gli altri paesi in cui il transito ha un peso importante. È perciò necessario predisporre - a imitazione del settore elettrico - un meccanismo di compensazione tra TSO (*Inter-Tso Compensation* o ITC) che concretizza la socializzazione di parte dei costi di trasporto al di là delle barriere nazionali. Da questo punto di vista l'ormai lunga esperienza del settore elettrico può portare lezioni significative, sia suggerendo possibili soluzioni, sia per valutare la difficoltà sperimentata di trovare un accordo, che nel caso dell'energia elettrica riguardava un *budget* molto inferiore.

In questo senso, la proposta di alcuni di attribuire i costi essenzialmente all'entrata nel sistema, come una sorta di tassa d'ingresso del gas in Europa, segna un punto a favore, in quanto si eviterebbe un difficile controversia intra-europea. Tuttavia, il vantaggio è poco più che apparente: infatti, si porrebbe il problema di come distribuire i costi tra i diversi fornitori (produzione interna, Russia, Norvegia, Algeria, GNL ecc.): qualunque soluzione, anche la più semplice costituita da una tassa d'ingresso unica, sarebbe potenzialmente discriminatoria e potrebbe favorire fornitori come destinatari diversi. Sembra difficile evitare un meccanismo abbastanza sofisticato, almeno quanto quelli in uso nel settore elettrico. Vi potrebbero poi essere difficoltà in sede WTO.

Da questo punto di vista, appare interessante confrontare la proposta italiana del Corridoio della liquidità. Questa persegue sostanzialmente un obiettivo simile, ossia quello di aumentare l'interconnessione riducendo i costi di trasporto (per gli *shipper*) tra un paese e l'altro: in particolare, il TSO italiano dovrebbe acquistare la capacità di trasporto dalla Germania in Italia (attraverso la Svizzera) per poi cederla a prezzi "di saldo", corrispondenti al solo costo variabile. La proposta è stata analizzata in maggior dettaglio nell'ultimo *Energy Outlook* Osservatorio Energia (Luglio 2017), al quale si rimanda per ulteriori dettagli. A livello internazionale, è stata criticata in quanto incompatibile con la normativa attuale, che riserverebbe l'acquisizione della capacità ai soli utenti delle reti.

Si può ritenere a prima vista che la socializzazione dei costi di capacità e la loro cessione al costo variabile, con copertura dei costi fissi attraverso un fondo ITC, (proposta nell'ambito del Quovadis) sia una sorta di generalizzazione della proposta di corridoio della liquidità a tutte le reti europee. Tuttavia, a un esame più attento, emergono differenze importanti. Infatti, generalizzando davvero la proposta italiana, non sarebbe necessario socializzare i costi di tutte le reti, ma l'iniziativa spetterebbe semplicemente ai singoli paesi interessati, che deciderebbero quale capacità è di loro interesse sostenere, per i propri fini (come quelli di incrementare la liquidità, la diversificazione dei fornitori, la sicurezza dell'offerta ecc.). In questo ordine di idee, non sarebbe

necessario un complesso meccanismo tariffario continentale per la ripartizione dei costi tra i paesi consumatori e/o i fornitori, ma basterebbe un meccanismo di controllo della congruità ed efficienza dei costi (che potrebbe essere affidato all'ACER), nonché la predisposizione di un sistema normativo che faciliti l'acquisizione della capacità da parte del TSO di un altro paese, a proprie spese, eventualmente con limiti idonei ad evitare forme di accaparramento o la creazione di nuovi colli di bottiglia o di posizioni dominanti.

CUI PRODEST?

Al di là dei meriti teorici delle varie proposte, il loro successo dipende probabilmente dall'impatto sulle tariffe di trasporto e (soprattutto) sui prezzi dei vari mercati coinvolti.

La giustificazione tipica delle proposte è che i prezzi più alti di alcuni mercati sono dovute alla residua dominanza di qualche fornitore esterno e/o di qualche operatore dominante: quindi la facilitazione (anche per via tariffaria) della connessione di questi mercati sarebbe solo a scapito di posizioni di rendita ingiustificate. Questa posizione ha certamente elementi di verità, specialmente nel caso di mercati poco sviluppati dell'Europa centrale e sud orientale. Tuttavia, quando si tratta della connessione tra mercati sviluppati dove nessun fornitore a monte ha un potere di mercato significativo, è probabile che riducendo i costi di trasporto mediante lo scorporo della componente fissa comporti (rispetto all'alternativa di tariffe al costo pieno) un significativo spostamento di domanda verso i mercati a prezzo minore. Quindi l'allineamento sarebbe ottenuto in parte attraverso una diminuzione dei prezzi più alti, ma in parte tramite aumento dei prezzi degli *hub* più sviluppati, quelli dell'Europa nord occidentale. Non è difficile allora immaginare da dove deriverebbe l'opposizione al disegno, peraltro - come argomentato sopra - di assai difficile attuazione.

Inoltre, non meno importante è l'impatto sulla natura stessa dei TSO. Questi completerebbero la loro transizione da società di trasporto orientate dal mercato a enti le cui scelte - e la cui remunerazione - sono pressoché interamente dipendenti da decisioni politiche e regolatorie. Non sorprende che da quel campo si levino voci volte a evitare che un importante segmento dell'industria del gas segua il destino della politica agricola comunitaria, con gli occhi sempre più rivolti a procedure di mediazione istituzionale (ormai a livello comunitario) anziché verso i consumatori e i concorrenti.

Naturalmente, la via maestra per ottenere prezzi più bassi in paesi come quelli mediterranei è quella di disporre di forniture più convenienti. Al di là della maggiore capacità di stimolare la concorrenza, i paesi del Nord Europa godono tuttora di una maggiore quota di produzione interna, che ha costi decisamente inferiori, e di una maggiore vicinanza ai principali produttori esterni (Russia e Norvegia). Né il GNL o il Caspio (per ragioni di costo) né il Nord Africa (per limiti quantitativi) sono in grado di controbilanciare tali vantaggi.

Tra le ipotesi tendenti a contenere gli *spread* tra gli *hub* europei, la proposta di corridoi volontariamente predisposti da paesi (o dai loro TSO) appare quanto meno tecnicamente meno complessa, e perciò meno politicamente difficile, di quella che richiedono un massiccio trasferimento di risorse tra TSO. In ogni caso, è chiaro che questo tema sarà tra quelli che maggiormente impegneranno i regolatori (e gli uffici competenti delle imprese) nei prossimi anni.