

Tornano gli interrompibili gas

Con l'anno termico 20 viene reintrodotta il meccanismo di remunerazione per l'interrompibilità dei prelievi gas del sistema industriale, con modifiche rispetto alla formulazione prevista fino al 2013. I soggetti interessati potranno aggiudicarsi il servizio tramite asta. La remunerazione, fissa e variabile in caso di interruzioni, verrà definita nelle aste stesse. Gli operatori nelle offerte dovranno tenere conto dei cap predefiniti, della probabilità di interruzione, e del rischio di penali. Prevista la riattivazione della CVi per la copertura dei costi.

A sei anni dall'ultima allocazione tornano (ma solo per questo anno termico) gli interrompibili industriali per il settore del gas naturale, ovvero viene ripristinato (con alcune modifiche) un meccanismo di remunerazione della disponibilità all'interruzione dei prelievi gas per i siti industriali, meccanismo che è stato attivo fino all'anno termico 2013 e successivamente sostituito dal meccanismo *peak shaving*.

Nella nuova formulazione (introdotta dal [decreto ministeriale 30 settembre 2020](#) e dettagliata da ARERA con la [delibera 511/2020](#)), i clienti industriali (inclusi i cogeneratori che utilizzano il gas per generazione elettrica auto-consumata) che in forma singola o aggregata possono garantire riduzioni pari almeno a 50 mila mc/g, possono essere remunerati per due tipologie di servizio:

- servizio A: con preavviso di 24 ore e durata massima di tre giorni consecutivi
- servizio B: con preavviso di 48 ore, durata minima di tre giorni consecutivi e durata massima di 5 giorni lavorativi.

I servizi sono tarati per rispondere a quelle che sono le durate tipiche delle punte di freddo, che possono comportare - soprattutto se associate a riduzioni dell'offerta del gas o se si verificano a fine stagione in condizioni di semi svuotamento degli stoccaggi - situazioni di emergenza del sistema di approvvigionamento.

La quantità complessiva che verrà acquistata è stata fissata a 10 Mmc/g, con un vincolo di utilizzo di 12 giorni complessivi e 4 eventi di attivazione.

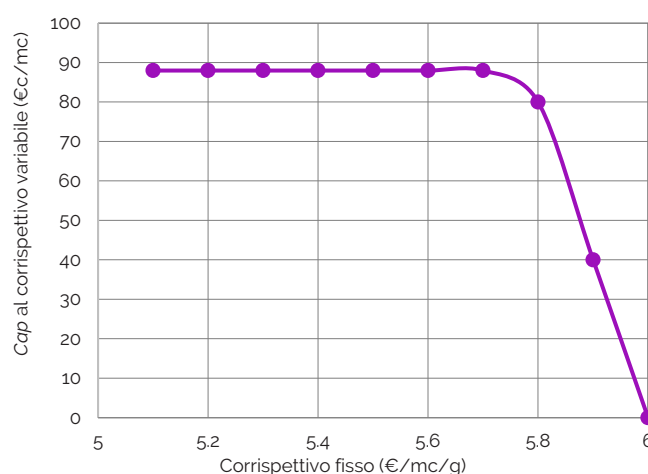
I fornitori saranno scelti tramite aste (svolte da Snam Rete Gas), con aggiudicazione ai soggetti che si impegnano a fornire i servizi al costo più basso.

In particolare, i partecipanti sono chiamati a offrire sia un corrispettivo fisso per la disponibilità in €/mc/g che un corrispettivo variabile da ricevere solo in caso di attivazione del servizio in euro a metro cubo non consumato. L'asta si svolge su un parametro che è la somma tra il corrispettivo fisso e il 25% del corrispettivo variabile.

Esistono tuttavia dei *cap* ai corrispettivi:

- il corrispettivo fisso ha un *cap* 6 €/mc/g.
- il corrispettivo variabile ha un *cap* che dipende dal valore del corrispettivo fisso: se il fisso offerto è inferiore a 5,7 €/mc/g, il corrispettivo variabile ha un *cap* pari a 0,88 €/mc, invece, se il fisso offerto assume valori superiori, il *cap* del corrispettivo variabile decresce come in **Figura 1**, fino ad annullarsi in caso si offra un fisso pari al massimo di 6 €/mc/g.

FIGURA 1. CAP AL CORRISPETTIVO VARIABILE IN FUNZIONE DEL CORRISPETTIVO FISSO



Fonte: elaborazioni REF-E su dati ARERA

Ai partecipanti viene garantito l'acquisto per intero della quantità offerta, anche se questo comporta lo sfioramento della quantità massima prevista.

La spesa massima allocata è dunque di circa 60 milioni di euro, mentre la decisione dei partecipanti su come strutturare l'offerta dipende dai costi in caso di interruzione, dalla probabilità di incorrere in una penale nonché dalla probabilità che si associa all'interruzione stessa.

LE PENALI

Le penali previste in caso di mancata riduzione sono pari al doppio del corrispettivo variabile per la quantità non ridotta e al 150% del fisso per il maggior valore giornaliero della mancata riduzione. L'effettiva riduzione del prelievo gas è quantificata in sede di bilanciamento, mentre le penali scattano quando la quantità ridotta è inferiore alla quantità contrattualizzata, con una franchigia del 5%. In caso di clienti industriali che usano il gas per auto-produzione di energia elettrica, eventuali aumenti dei prelievi di energia elettrica (o riduzioni delle immissioni) sono considerati come gas prelevato da impianti con un'efficienza del 45%.

È prevista anche una penale nel caso in cui i prelievi effettivi risultino inferiori a quelli contrattualizzati prima che vengano richieste riduzioni, per scoraggiare la vendita di volumi superiori a quelli disponibili. Questa penale dipende tuttavia dal numero di giorni N per il quale potrebbe essere attivato il servizio di interrompibilità nell'anno termico 2020/2021, parametro non meglio definito.

Per fare un esempio: un operatore che avesse venduto un lotto da 50 mila mc/g al prezzo massimo di 6 €/mc/g (in questo caso non è quindi possibile chiedere il variabile) otterrebbe una remunerazione di 300 mila euro. In caso di mancata riduzione, anche solo per un giorno, la penale sarebbe di 450 mila euro. Se tuttavia non vengono attivate le riduzioni ma il prelievo risulta nullo in un giorno critico, la penale sarebbe di circa 50 mila euro se i giorni critici sono 10, di meno di 20 mila euro se i giorni critici sono 30. Ciò rappresenta un ulteriore rischio da tenere in considerazione nella decisione di offrire il servizio.

LA PROBABILITÀ DI INTERRUZIONE

Nella formula utilizzata per il calcolo dei prezzi massimi viene utilizzato un parametro, pari a 0.25, per esprimere la probabilità di interruzione. Nelle stime MISE, riportate da ARERA, viene individuata

una probabilità di interruzione di 5 giorni consecutivi in 20 anni pari al 2.74%. Per meglio contestualizzare il provvedimento, è tuttavia necessario ripercorrere la storia della gestione della sicurezza dell'offerta nel sistema italiano, tipicamente esposto al rischio di interruzione delle forniture per via della dipendenza da pochi fornitori.

Tecnicamente, il nuovo meccanismo è una modifica al Piano di emergenza per fronteggiare eventi sfavorevoli per il sistema del gas naturale (pubblicato con [decreto ministeriale 19 aprile 2013](#) su impulso della normativa europea).

Il Piano, sulla base di una accurata analisi della sicurezza dell'offerta riportata nel Piano di azione preventivo, dettaglia le azioni da intraprendere a seconda della gravità dell'eventuale situazione di emergenza gas.

Un elemento di tranquillità in merito alle condizioni di sicurezza del nostro sistema gas deriva dal rispetto della regola N-1 ([Regolamento UE 994/2010](#)), secondo cui la capacità tecnica di offerta in assenza della maggiore infrastruttura (il Tarvisio, appunto che è il punto di ingresso delle importazioni dalla Russia) deve essere superiore alla domanda giornaliera attesa alla punta, al netto dell'interrompibilità possibile: il calcolo effettuato per l'Italia restituisce un'offerta N-1 nel *range* tra il 99.8% e il 120% della domanda (a seconda del livello di riempimento degli stoccaggi), prima di considerare l'apporto del nuovo stoccaggio di Ital Gas Storage (1.3 Gmc a regime) e del gasdotto TAP (10 Gmc a regime) ([Newsletter 247](#)), due infrastrutture già in funzione e che raggiungeranno progressivamente la massima capacità nei prossimi mesi/anni. Viene tuttavia specificato, che l'entrata in esercizio del gasdotto TAP, anche se permetterà una diversificazione delle fonti, non farà aumentare la capacità complessiva di importazione, infatti la capacità al relativo punto di ingresso nel sistema nazionale, allo stato attuale delle infrastrutture di trasporto, sarà concorrente con gli altri punti di ingresso provenienti da Sud. In altre parole, è possibile che, in assenza del potenziamento della dorsale adriatica, si crei una congestione nel sistema di trasporto dal Sud d'Italia verso in Nord d'Italia se anche i flussi dall'Algeria vengono massimizzati.

Una residua fonte di preoccupazione per il sistema è data invece dal fatto che lo stesso esercizio N-1 effettuato a partire dai dati di flusso effettivi, restituisce un valore dell'88%, che salirebbe al 100% con il TAP a regime, non sufficiente a garantire la sicurezza. I calcoli non sono stati tuttavia aggiornati per tenere conto dei maggiori apporti di GNL registrati dal 2019.

Il sistema italiano ha fatto ricorso in alcune circostanze all'interrompibilità della domanda per contenere le erogazioni da stoccaggio, sia quella volontaria del settore industriale, sia quella "forzata" sul sistema elettrico attraverso la riattivazione delle centrali a olio con priorità di dispacciamento.

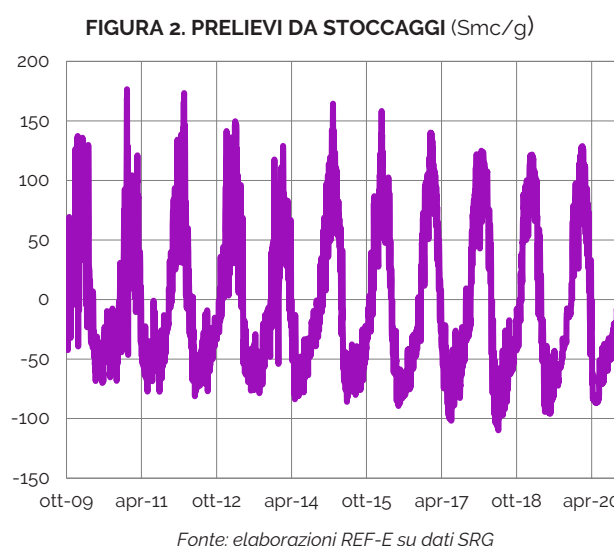
Storicamente si sono verificati almeno tre episodi di riduzione delle forniture dalla Russia. Nel periodo gennaio-marzo 2006, Eni dichiarò mancate consegne per circa 300 Mmc. La gravità dell'episodio, più che per i volumi in campo, fu data dalla situazione italiana: l'inverno tra il 2005 e il 2006 è stato quello con i maggiori consumi storicamente registrati e le condizioni dell'offerta erano molto ristrette rispetto alla domanda. La situazione fu tuttavia risolta con il ricorso all'interrompibilità e senza intaccare le riserve di stoccaggio strategico (cosa avvenuta invece l'inverno precedente). Tensioni tra i due paesi sono emerse anche nel periodo gennaio-marzo 2009, quando, al contrario del periodo precedente, si era nel pieno della crisi e con una domanda relativamente debole. Nei giorni dal 7 al 20 gennaio si annullarono quasi totalmente le importazioni dalla Russia, con mancate consegne per circa 1,200 Mmc, compensate con l'aumento delle importazioni dall'Algeria, con l'interrompibilità della domanda e con il ricorso allo stoccaggio che proprio in quei giorni riportò il record di allora di erogazione (187 Mmc/g), senza che sia stato tuttavia necessario ricorrere allo stoccaggio strategico.

L'ultima volta in cui storicamente si è fatto ricorso all'interruzione contrattualizzata allo scopo dei soggetti industriali è stato nel febbraio 2012, in concomitanza di un nuovo massimo di prelievi storici e di mancate forniture dalla Russia. In questo caso, infatti, la Russia non aveva risposto alla richiesta di aumentare le esportazioni per coprire il picco di domanda e le mancate consegne

ammontarono a poco meno di 200 Mmc. Questa è stata l'ultima volta in cui storicamente si è fatto ricorso all'interruzione dei soggetti industriali contrattualizzati allo scopo.

Più di recente, una riduzione totale dei flussi in ingresso da Baumgarten, durata meno di 24 ore, si è registrata nell'inverno 2017/2018. In quelle circostanze, sia il sistema italiano che quello austriaco hanno reagito con i normali strumenti di mercato senza dover ricorrere a misure straordinarie.

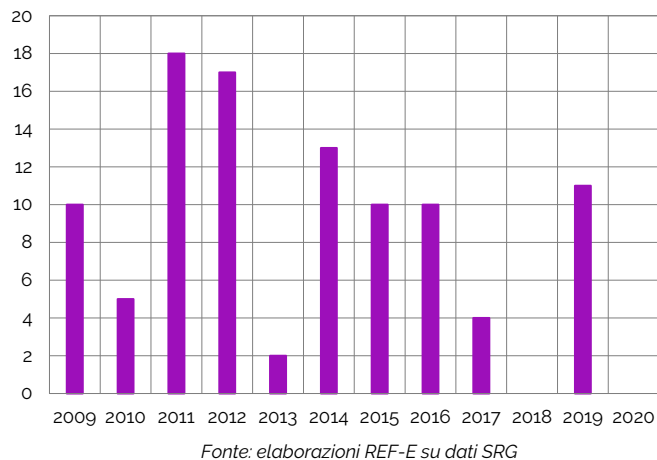
La **Figura 2** riporta l'andamento storico dei picchi di prelievo da stoccaggio. Come si vede anche dalla figura, i valori massimi registrati nel dicembre 2010 e nel febbraio 2012 non si sono più verificati di recente, quando gli inverni sono stati prevalentemente miti o comunque freddi (come il 2014 e 2015) ma non estremi. Anche i 100 giorni di maggior prelievo da stoccaggio nella storia recente del sistema gas sono concentrati negli anni freddi dell'ultimo decennio, con nessuna delle punte di prelievo nel 2018 e nel 2020.



L'interrompibilità del sistema industriale non era stata più rinnovata dall'anno termico 2013, mentre la possibilità di ricorrere alla riattivazione delle centrali a olio è stata esclusa a fine 2019.

Le misure di sicurezza sono state progressivamente ridotte a seguito dall'ingresso del terminale di rigassificazione OLT, che ha permesso un maggior grado di diversificazione dell'offerta, e dall'adozione

FIGURA 3. DISTRIBUZIONE DEI 100 GIORNI CON MAGGIORI PRELIEVI DI STOCCAGGIO NEGLI ULTIMI 10 ANNI



di due ulteriori provvedimenti, quali l'attivazione della sessione di emergenza del bilanciamento in G-1, che consente un maggiore coordinamento tra Snam Rete Gas e gli importatori nei momenti di tensione del sistema, e l'attivazione del servizio di *peak shaving* presso i terminali di rigassificazione parzialmente utilizzati.

Quest'ultimo servizio era stato introdotto dal 2014 a integrazione del piano preventivo originale (decreto ministeriale 13 settembre 2013 e 18 ottobre 2013) e prevedeva che i terminali inutilizzati fossero resi disponibili a scopo di stoccaggio virtuale di GNL da rigassificare in caso di necessità nei momenti di emergenza.

La riattivazione del servizio di interrompibilità per gli industriali è giustificata proprio dalla impossibilità di riproporre il servizio di *peak shaving*, essendo i terminali di rigassificazione saturati dal 2019.

Se questi dati mostrano una tendenza alla riduzione delle punte e possono lasciar supporre che la probabilità di interruzione sia più bassa che in passato, il rischio di attivazione delle riduzioni non può tuttavia essere escluso. Nessun sistema può infatti essere considerato sicuro al 100%

I COSTI

I costi del meccanismo saranno coperti attraverso la componente CRVi, applicata ai punti di prelievo (precedentemente CVi applicata ai punti di immissione) già attivata in passato. L'impatto del meccanismo non è mai stato particolarmente rilevante, come si vede in **Figura 4**.

Il costo dovrebbe essere recuperato nell'anno termico 2021 con una componente CRVi pari a indicativamente 0.08 €cent/mc.

Nella decisione di partecipare al meccanismo gli operatori dovrebbero tenere conto anche degli sconti sugli oneri impropri concessi agli interrompibili. Questi riguardano la componente a copertura dei costi di stoccaggio, attualmente pari a 0.55 €cent/mc ma solamente per i mesi invernali, e la componente a copertura dei costi di stoccaggio strategico, pari a 0.35 €cent/mc, recentemente spostata a valle del PSV ma applicata solamente ai punti di prelievo allacciati alla rete di distribuzione.

FIGURA 4. COMPONENTI A COPERTURA DEI COSTI DELL'INTERROMPIBILITÀ (cent€/mc)

