

A scenic landscape of misty mountains and a forest at sunrise or sunset. The sky is filled with soft, golden light and scattered clouds. The mountains are covered in dense evergreen forests, and a thick layer of white mist or fog fills the valleys between the peaks. The overall atmosphere is serene and majestic. A solid red horizontal bar spans the bottom of the image, serving as a background for the title text.

03

Mercato gas naturale

Nuovo *settlement* gas: prime valutazioni sui delta *in-out*

Elevata volatilità e scarsa correlazione con le temperature nei primi dati di delta in-out nel nuovo assetto. Partite anche le aste per l'approvvigionamento a mercato, con volumi per gennaio pari al 15% del mercato spot gestito dal GME.

La nuova disciplina del *settlement*, al via a inizio 2020 ([Delibera 72/2018/R/com](#)), ha tra i propri obiettivi quello di ridurre la differenza tra le partite di gas immesse e prelevate presso i punti di prelievo della rete di trasporto (delta *in-out*). Le stime dei prelievi giornalieri, in base alle quali gli shipper acquistano un predeterminato ammontare di gas, vengono effettuate attribuendo un profilo standard a ogni punto di riconsegna (PdR) che ripartisce il consumo annuo, aggiornato annualmente dal distributore, sulla base delle letture disponibili, su 365 giorni. I profili definiti sono 57 e sono costruiti come combinazioni di 4 funzioni d'uso base (uso da riscaldamento, uso cottura, uso tecnologico e uno per uso di condizionamento). Queste combinazioni dipendono dalla classificazione di ciascun profilo in ragione di 3 caratteristiche fondamentali: la categoria d'uso del gas, la classe di prelievo e la zona climatica in cui si trova il PdR.

In questo contesto, la novità principale introdotta con la finalità di rendere dinamici i profili standard è l'applicazione di un fattore di correzione climatica *Wkr* che corregge, in base alle condizioni climatiche, le stime dei prelievi giornalieri (*load profiling* dinamico, **Figura 1**). Nella disciplina precedente il *Wkr* era già presente e posto uguale a 1 e dunque non influiva nella determinazione giornaliera dei profili standard (*load profiling* statico).

I delta *in-out* nel mese di gennaio, calcolati con la nuova metodologia, ammontano a circa 231 milioni di metri cubi (2.4 TWh) con alcune differenze tra le varie regioni climatiche (**Figura 2**). Le differenze tra i valori delle immissioni e i prelievi stimati dei (delta *in-out*) in percentuale sul totale delle partite

FIGURA 1. PROFILI A CONFRONTO E TEMPERATURE (HDD sc dx)

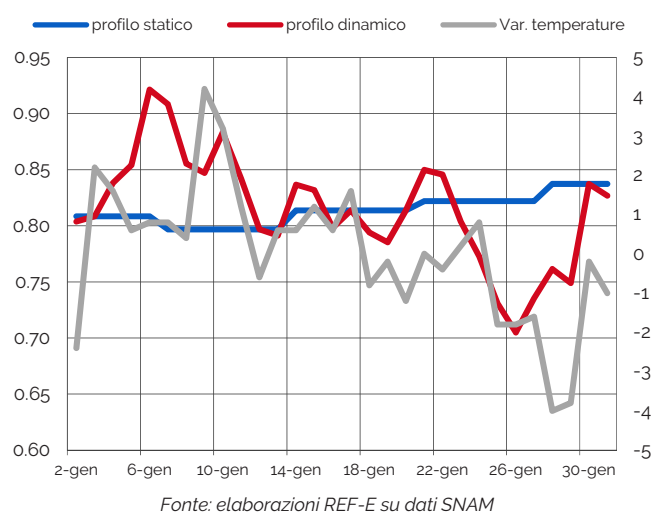
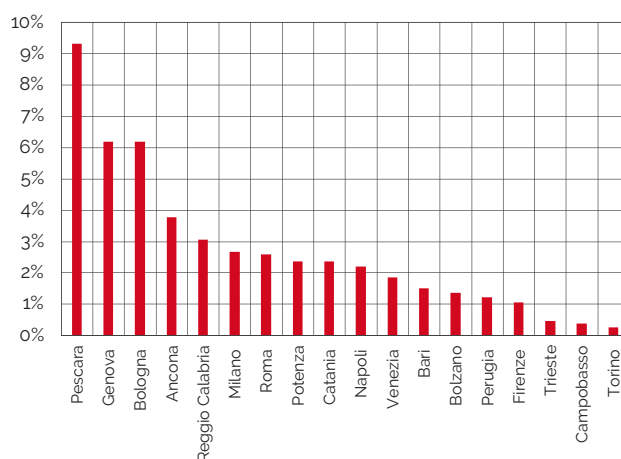


FIGURA 2. DELTA IN-OUT: % SU IMMISSIONI

Dati in valore assoluto



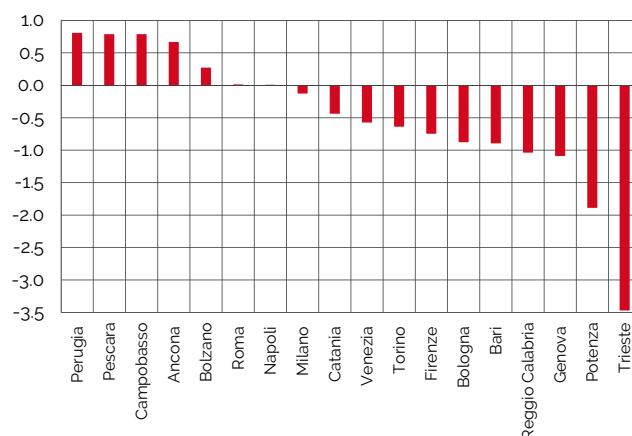
di gas immesse vanno in valore assoluto dal 9% di Pescara allo 0.3% di Torino Caselle: la maggior parte delle regioni climatiche mostra valori percentuali inferiori al 4%. Le temperature registrate nel mese

di gennaio mostrano scarti dalla media del periodo 2015-2019 contenuti in un range tra 0 e 2 gradi giorno riscaldamento (*Heating Degree Day* - HDD, **Figura 3**), con l'unica eccezione della regione climatica di Trieste (-3.5 gradi giorno riscaldamento). I valori negativi degli scarti calcolati sui HDD registrati nel mese di gennaio 2020 evidenziano in quasi tutte le regioni climatiche temperature effettive più elevate rispetto al allo stesso mese nel periodo 2015-2019. La correlazione tra la percentuale di delta *in-out* sul totale delle immissioni e gli scarti medi delle temperature è piuttosto limitata e pari a solo 0.16, segno che a variazioni degli scarti non corrispondono variazioni dei delta, i quali sembrano quindi indipendenti dai cambiamenti degli scarti HDD. Nella regione climatica di Napoli ad esempio osserviamo che a una variazione degli scarti medi delle temperature corrispondono quasi sempre variazioni di segno opposto dei delta *in-out* (**Figura 4**).

In questo senso, il fattore *Wkr* sembra, quindi, aver favorito la riduzione dei delta almeno per la parte relativa alle condizioni climatiche.

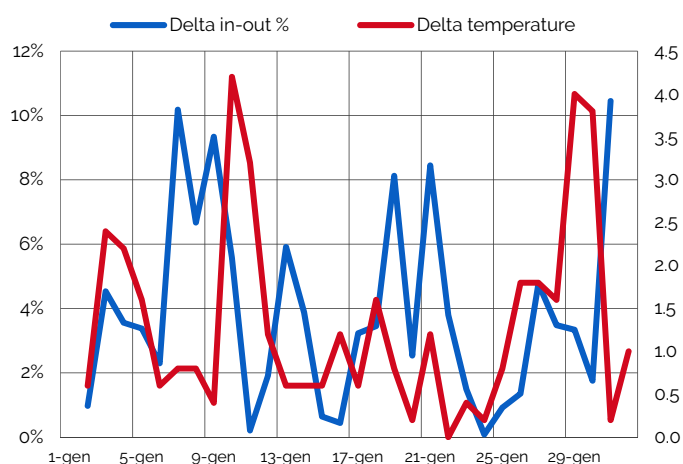
Tuttavia, alcune questioni rimangono ancora aperte. Infatti, il *load profiling* dinamico si applica alla sola componente associata all'uso del riscaldamento di cui si compongono i profili standard. Inoltre, le temperature non sono l'unica variabile che spiegano l'andamento dei delta. Questi ultimi, sono determinati oltre che dalle perdite di rete non contabilizzate, dagli errori di misura. Un elemento rilevante riguarda infatti l'applicazione dei profili a consumi annuali derivanti da letture passate ai fini della ripartizione dei volumi nell'anno in corso: questi volumi annuali non necessariamente corrispondono al consumo totale che verrà effettuato nell'anno corrente dai consumatori. L'impossibilità attuale di una rilevazione giornaliera e precisa per ogni PdR comporta che gli errori sulle stime dei prelievi rimarranno, dunque, elevati fino a che non verranno installati gli *smart meter* presso ciascun PdR, la cui data è attualmente fissata al 2023 per tutti i distributori con più di 50 mila PdR.

FIGURA 3. DIFFERENZE TRA GRADI GIORNO GENNAIO E GRADI GIORNO MEDI 2015-2019 (HDD)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati SNAM

FIGURA 4. DELTA IN-OUT E DELTA TEMPERATURE (% sc dx - HDD sc sx)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati SNAM

ASTE PER LIMITARE I COSTI

A supporto del nuovo *settlement* sono iniziate a gennaio le aste bilaterali a prezzo marginale relative a un singolo giorno gas in cui vengono commercializzati i delta *in-out* ([Delibera 451/2019/R/gas](#)).

Il valore medio giornaliero dei delta *in-out* complessivi per il mese di gennaio è stato pari a circa 7.5 milioni di metri cubi (0.08 TWh) ed è stato coperto per il 95% dalle aste con un costo complessivo nel mese di gennaio per Snam di quasi 23 milioni di euro.

Queste aste, che hanno a oggetto prodotti giornalieri, si svolgono due volte al giorno all'interno del mercato giorno prima (MGP) e del mercato infragiornaliero (MI) e vi possono partecipare tutti gli operatori ammessi a tali mercati senza necessità di ulteriori adempimenti. Snam partecipa alle aste ai soli fini dell'approvvigionamento dei quantitativi per il funzionamento del sistema di cui il delta *in-out* copre la quota maggiore. I prezzi offerti in acquisto e in vendita da Snam sono stati fissati da ARERA, con il fine di limitare possibili esiti anomali. Il prezzo offerto in acquisto è pari alla media, aumentata di 30 €/MWh, del *System Average Price* dei 7 giorni precedenti a quello di negoziazione, mentre il prezzo offerto vendita è fissato a 0 €/MWh. I prezzi effettivi sono dati dall'incrocio tra la curva di offerta/vendita di Snam (inelastica al prezzo) e quella di vendita/offerta degli operatori.

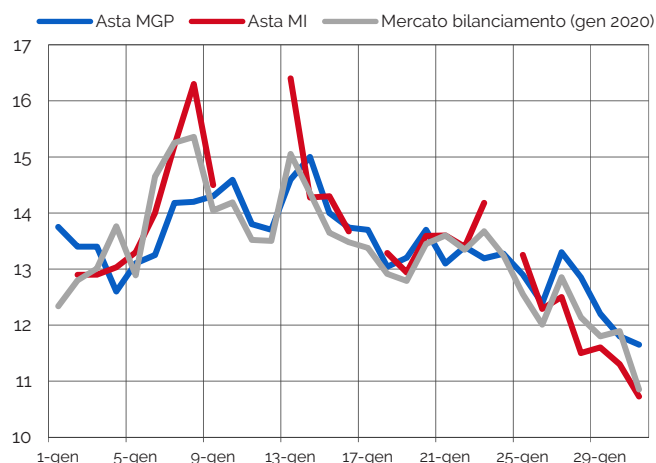
I prezzi relativi al mese di gennaio per le due aste giornaliere sono risultati in linea con quelli del

mercato di bilanciamento (**Figura 5**).

I volumi complessivi nel mese di gennaio scambiati all'interno delle aste sono stati pari a circa 2.2 TWh (**Figura 6**), un volume simile a quello di MGP (1.7 TWh), ma sensibilmente inferiore a MI (4 TWh) e al mercato di bilanciamento (6.6 TWh).

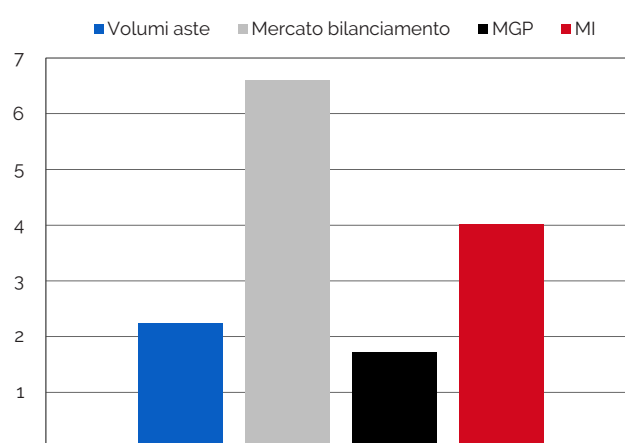
Le nuove aste dovrebbero contenere il rischio che gli acquisti di Snam sul mercato giornaliero, dovuti a valori elevati di delta *in-out*, arrivino a volumi tali da influenzare i risultati del mercato di bilanciamento. Mediamente sul mercato spot del gas viene scambiato poco più di 1 TWh, mentre i delta possono arrivare anche a picchi di 3 TWh giornalieri. L'acquisto sul mercato potrebbe dunque spostare gli equilibri, con rischi di rialzo di prezzi. Questo comporterebbe un aumento dei costi di sbilanciamento per gli operatori come anche dei costi sostenuti da Snam e trasferiti sulle tariffe di trasporto.

FIGURA 5. PREZZI ASTE E MERCATO DI BILANCIAMENTO (€/MWh)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

FIGURA 6. VOLUMI ASTE E MERCATI MGP, MI E BILANCIAMENTO - GENNAIO 2020 (TWh)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME