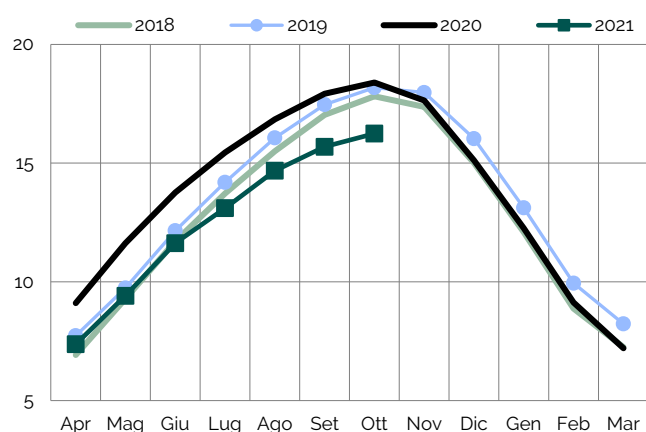


Stoccaggi riempiti parzialmente: c'è pericolo per la sicurezza del sistema gas?

Nonostante le recenti dinamiche di prezzo abbiano portato gli operatori a utilizzare solo il 90% dello stoccaggio, con una conseguente riduzione della capacità di erogazione nei periodi di punta, in condizioni normali sistema non mostra criticità per la copertura della domanda invernale. In caso di eventi estremi che si verifichino verso la fine della stagione, si potrebbero tuttavia generare tensioni.

L'evoluzione negli ultimi mesi dei prezzi gas, con la forte riduzione del differenziale tra quotazioni *forward* sui mesi invernali e *spot*, ha influenzato fortemente il tasso di riempimento degli stoccaggi. Questi, come noto, sono attualmente a un livello molto basso, inferiore al minimo registrato nel 2018 (Figura 1).

FIGURA 1. RIEMPIMENTO MEDIO MENSILE DELLO STOCCAGGIO ITALIANO (Bcm)
Data range Aprile - Marzo

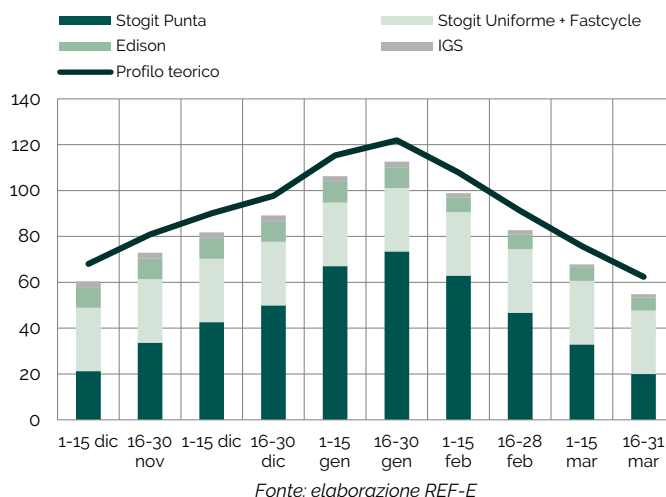


In Italia, è stato conferito il 90% dello spazio offerto dai tre operatori di stoccaggio, Stogit, Edison Stoccaggio e Ital Gas Storage, la quota restante, circa 1.2 Gmc, non è stata assegnata. Si tratta di poco più di 9 Mmc/g di erogazione mancante nei periodi di punta. La maggior parte dello spazio non assegnato è relativo allo stoccaggio uniforme (1 Gmc) e la riduzione di capacità è distribuita su tutti i mesi invernali. Il maggiore impatto si avrà quindi verso la fine della stagione di prelievo, quando la capacità di erogazione sarà in media 11% in meno

di quella prevista (Figura 2). Per fronteggiare casi di emergenza nella seconda parte dell'inverno, il ministero, come ogni anno, ha richiesto che Stogit sia in grado di fornire al sistema una punta di erogazione di circa 140 Mmc/g per tre giorni consecutivi all'inizio di febbraio. Tale valore viene poi adeguato fino al 31 marzo in base all'effettiva erogazione.

Ritorna quindi il tema della sicurezza degli approvvigionamenti. L'ARERA ha messo in consultazione (379/2021) le metodologie per determinare la valorizzazione dei costi degli interventi non di mercato previsti dal Piano di Emergenza del sistema italiano del gas naturale¹ (Piano di emergenza). Il Piano prevede che, nel caso in cui il Ministero della Transizione Ecologica (MiTE) dichiari l'attivazione dello stato di emergenza per garantire la fornitura del gas necessario a coprire la domanda, possano essere attivate soluzioni non di mercato.

Figura 2. CAPACITÀ DI EROGAZIONE GIORNALIERA INVERNO 21-22 (Mmc/g)



¹ Redatto in conformità alle disposizioni dell'articolo 10 del Regolamento (UE) 2017/1938 del Parlamento Europeo e del Consiglio concernente misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas.

TAG: dispatching, market analysis, natural gas, network regulation, regulation, risk management, storage

Queste soluzioni intervengono sia sull'offerta, cercando di aumentare le iniezioni in rete, sia sulla domanda, limitando i prelievi dalla rete.

I possibili interventi sull'offerta sono:

- il servizio di *peak shaving* offerto dagli stoccaggi di GNL
- l'utilizzo dello stoccaggio strategico
- la richiesta di utilizzo completo da parte degli operatori della capacità di importazione prenotata, imponendo agli importatori una clausola *use it or lose it*
- misure volte ad aumentare l'import attraverso gasdotti che collegano direttamente la rete italiana di trasporto a Stati non appartenenti all'Unione Europea o attraverso terminali di rigassificazione, anche con opzioni contrattuali per consegne differite
- richiesta di attivazione delle misure di cooperazione o solidarietà da parte di altri Stati dell'Unione Europea.

Tra le misure per contenere i prelievi troviamo:

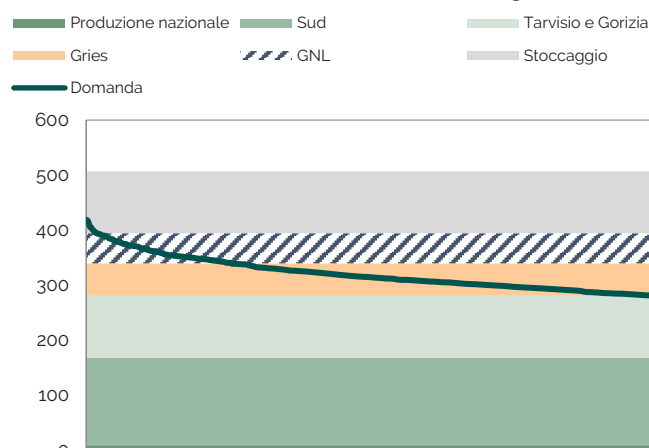
- regole per il dispacciamento dell'energia elettrica che limitino l'uso della produzione a gas di energia non necessaria alla domanda del sistema italiano
- l'attivazione dell'interrompibilità tecnica dei soggetti che utilizzano gas naturale per fini industriali
- la riduzione obbligatoria del prelievo di gas dei clienti industriali
- la definizione di nuove soglie di temperatura e orari per il riscaldamento residenziale.

CAPACITÀ DI TRASPORTO E DOMANDA

Considerando la capacità di trasporto in ogni *entry point*², una disponibilità media di circa 10 Mmc/g della produzione nazionale³ e la massima capacità di erogazione dello stoccaggio, alla punta di domanda invernale il sistema gas italiano ha comunque un margine di oltre il 20% rispetto ai picchi di domanda rilevati negli ultimi 8 inverni (Figura 3).

Questo grazie all'avvio del gasdotto TAP.

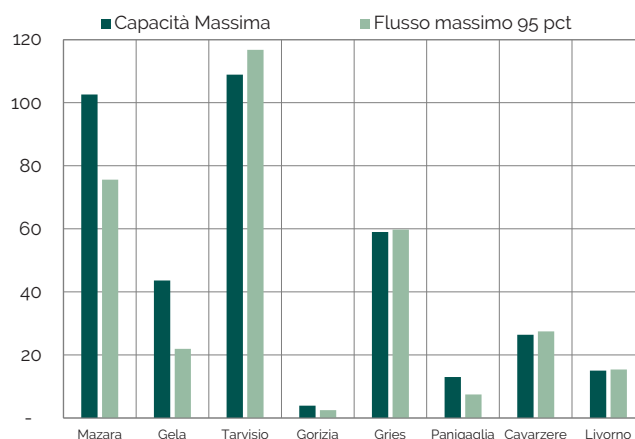
FIGURA 3. CAPACITÀ DI TRASPORTO E DOMANDA DI PICCO INVERNALE (Mmc/g)



Fonte: elaborazione REF-E

Se si considera tuttavia la capacità di utilizzo effettivo delle infrastrutture a disposizione, il sistema non è immune da rischi. Nel 5% dei giorni di maggiore domanda si osserva infatti che la capacità massima a disposizione non è sempre stata utilizzata appieno, in particolare per gli *entry point* di Mazara e Gela dove l'utilizzo massimo è rispettivamente pari al 75% e al 50% della capacità (Figura 4).

FIGURA 4. CAPACITÀ DEGLI ENTRY POINTS E FLUSSO MASSIMO DURANTE I PICCHI DI DOMANDA (Mmc/g)



Fonte: elaborazione REF-E

A questo vanno aggiunte le manutenzioni del TENP che riducono di fatto la capacità di import a passo Gries

Un evento come il *Burian* del 2018, quando si sono avute giornate estremamente fredde a cavallo tra febbraio e marzo, metterebbe il sistema italiano in

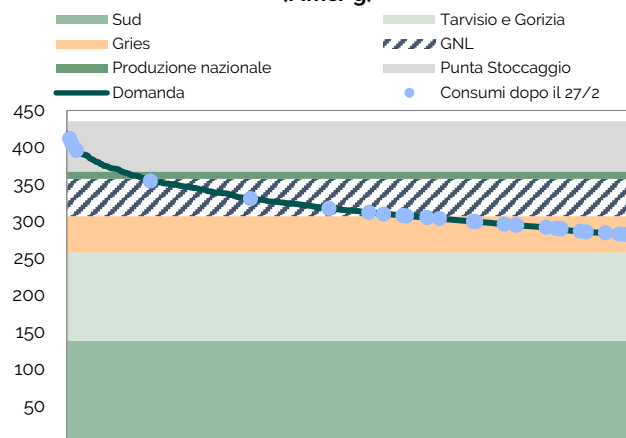
² https://www.snam.it/it/trasporto/Processi_Online/Capacita/informazioni/capacita-trasporto/Capacita_trasporto/01_Entrata_uscita/01a/01a_Elenco.html

³ Dato medio della produzione nazionale nell'inverno 2020-2021.

allerta. La capacità effettiva a disposizione è infatti di poco superiore ai valori registrati in quei giorni e il margine in questa eventualità si ridurrebbe al 5% (**Figura 5**). Un altro fattore di rischio deriva dalla domanda termoelettrica. I più recenti picchi invernali di consumo degli impianti a gas si sono registrati nel 2019 e nel 2020, per il forte *switch* tra gas e carbone, e nel gennaio 2017 a causa del ridotto apporto del nucleare in Francia. Il recente forte aumento del prezzo del gas ne riduce tuttavia la competitività rispetto al carbone nel breve termine e la disponibilità del parco nucleare francese è prevista a livelli medi per il periodo invernale, per cui la pressione sulla domanda da parte dei consumi termoelettrici dovrebbe essere limitata.

Il sistema italiano dovrebbe quindi poter coprire la domanda di picco invernale nonostante il minor gas iniettato dagli operatori negli stoccaggi. In caso di eventi climatici eccezionali, il maggiore rischio di

FIGURA 5. CAPACITÀ DI TRASPORTO NEL MESE DI MARZO E DOMANDA DI PICCO INVERNALE (Mmc/g)



Fonte: elaborazione REF-E

tensioni riguarda la fine dell'inverno, quando il forte peso della minor capacità di erogazione potrebbe rendere necessario il ricorso a misure non di mercato per fronteggiare l'emergenza.