



THE ITALIAN
INDEPENDENT ENERGY
AND CLIMATE CHANGE
THINK TANK

Il phase out del gas fossile

La tariffa gas e la coerenza con gli obiettivi climatici

Anticipazione dell' Executive Summary di un Report commissionato dal
WWF Italia

Dicembre 2021

Executive Summary

Parlare oggi di gas, e di gas fossile come combustibile di transizione, è un'operazione ad alto rischio senza avere contestualmente una strategia per il phase-out.

Il phase-out deve basarsi su scenari allineati agli obiettivi europei e all'evidenza scientifica, e deve essere comprensivo di policy coerenti agli obiettivi e meccanismi di monitoraggio e correzione delle stesse in relazione alla loro efficacia.

Affrontare la decarbonizzazione del gas fossile, infatti, è un percorso che incontra una serie di difficoltà che, se non opportunamente gestite, rischiano di indirizzare sforzi ed investimenti in infrastrutture e soluzioni non compatibili con gli obiettivi di net-zero di lungo periodo.

La mancanza di una strategia di phase-out dal gas fossile si traduce in un incremento dei costi complessivi del sistema energetico e in un ritardo nello sviluppo di alternative maggiormente sostenibili, con implicazioni sistemiche sulla crescita e la decarbonizzazione degli altri settori.

I rischi si possono ricondurre a diverse dimensioni dell'economia del gas fossile, della sua regolazione, delle strutture della policy e della governance di settore.

- Il settore gas è costituito da un'imponente rete infrastrutturale che necessita il mantenimento di elevati livelli di sicurezza e che ha nella sua diversificazione e ridondanza un presupposto per la gestione del rischio di approvvigionamento e di concorrenza sui prezzi.
- La realizzazione di nuove infrastrutture ha effetti di lungo periodo nel sistema energetico, per gli investimenti coinvolti e per il conflitto rispetto allo sviluppo di opzioni alternative.
- La determinante tempo è significativa non soltanto nelle infrastrutture ma anche nelle modalità di approvvigionamento della materia prima. Gli approvvigionamenti gas sono solitamente legati a contratti di lungo periodo. In Italia il 60% dei contratti gas ha una durata residua superiore ai 10 anni e circa il 30% dei contratti superiore ai 20 anni. Se non inseriti in una precisa strategia di phase-out i contratti di approvvigionamento rischiano di introdurre un'ulteriore barriera alla decarbonizzazione.
- I contributi di idrogeno e biogas negli scenari di decarbonizzazione di lungo periodo non coincidono con il necessario mantenimento delle attuali infrastrutture di trasporto e distribuzione di gas fossile. I potenziali di biogas non sono confrontabili con gli attuali volumi di gas, il blending (miscelazione) di gas e idrogeno verde non rappresenta un'opzione di decarbonizzazione allineata agli scenari net-zero, le infrastrutture odierne non sostengono il 100% di idrogeno né un loro ammodernamento, qualora possibile, coincide con la domanda dei futuri poli di consumo di idrogeno verde, che andrà a determinarsi a seconda delle opzioni di trasformazione dei processi industriali 'hard to abate' e delle relative decisioni di produrre idrogeno in prossimità dei centri di consumo.
- La regolazione tariffaria del settore gas, in particolare per quanto riguarda la componente di investimenti infrastrutturali, trasferisce sulle tariffe finali di consumo i costi di investimento, la remunerazione ed i rischi legati agli investimenti stessi. Questo è il principio alla base della garanzia della sicurezza degli approvvigionamenti. Chi sviluppa le infrastrutture non affronta nessun rischio, incluso quello ambientale. Il rischio è interamente trasferito sulle tariffe finali. Ad oggi la componente infrastrutturale incide per il 32% della tariffa gas (al netto delle imposte). Un minore consumo di gas si tradurrà in un incremento del costo delle infrastrutture per unità di consumo. È importante pertanto, per non aggravare i costi della transizione, evitare di incrementare il fenomeno di lock-in (risorse immobilizzate), escludendo nuovi investimenti.
- Per evitare un eccessivo sviluppo delle reti, l'autorità di regolazione seleziona gli investimenti infrastrutturali da remunerare in tariffa. In assenza di una precisa programmazione del phase-out del gas, il rischio di un sovra investimento nelle infrastrutture gas è estremamente elevato poiché

il regolatore, senza un chiaro mandato e all'interno di un preciso quadro di policy, non può assumersi il rischio di mancato investimento nell'infrastruttura gas e quindi non può agire in previsione di un'accelerazione degli impegni per la decarbonizzazione.

- Il rischio di un eccessivo investimento nel settore gas è amplificato dalla forte influenza dell'industria del gas sul decisore politico, che tende a sovra-rappresentare le ipotesi di decarbonizzazione attraverso idrogeno e biogas rispetto ad opzioni alternative quali l'elettrificazione dei consumi finali e il contestuale sviluppo delle rinnovabili elettriche. Tale rischio in Italia è ulteriormente aggravato dagli intrecci tra la struttura pubblica e l'impresa del gas fossile, derivante dalle significative partecipazioni dello Stato nelle principali aziende del settore.
- In Italia, **la domanda gas si mantiene costantemente a livelli inferiori al 2005** quando ha raggiunto il suo livello massimo di 86 mld/mc/anno. A livello settoriale la domanda di gas risulta negli ultimi 15 anni in costante contrazione nel settore industriale, sostanzialmente invariata nel settore civile ed unicamente in ripresa, dal 2014, nel settore elettrico dove la riduzione della generazione a carbone ed il blocco degli investimenti nelle fonti rinnovabili, rispetto al periodo precedente, ha creato spazio per un incremento della generazione a gas.
- Le politiche di decarbonizzazione indicano un'ulteriore diminuzione della domanda per effetto dell'efficienza energetica negli edifici, nei processi di elettrificazione dei consumi finali e nella penetrazione delle fonti rinnovabili nel sistema elettrico. Nel solo settore elettrico, al 2030, gli obiettivi nazionali dovranno essere rivisti in considerazione dei nuovi impegni Europei che richiedono una riduzione delle emissioni del 55% al 2030 rispetto al 1990, aggiornando il precedente target del 40%, con una conseguente crescita delle rinnovabili elettriche dal 55% a circa il 72% al 2030.
- L'infrastruttura di gas esistente in Italia risulta già sovradimensionata rispetto alla domanda attuale ed alla previsione di domanda futura. Questo emerge anche in riferimento all'infrastruttura europea. Complessivamente la capacità di trasporto¹, continua ed interrompibile, conferibile a inizio anno termico 2020-2021 è pari a circa 367 mln di metri cubi al giorno, articolati in circa 310 mln/mc/g tramite gasdotto e oltre 50 mln/mc/g tramite nave. L'utilizzo delle infrastrutture nell'anno termico 2020-2021 ha raggiunto un livello massimo di utilizzo della capacità del 47%, inferiore del 33% rispetto al livello di utilizzo registrato nell'anno termico 2017-2018, quando era del 71% (livello più alto registrato negli ultimi 5 anni). L'utilizzo massimo della capacità nell'anno termico 2019-2020 (pre-covid) è risultato del 50%.
- Il piano di sviluppo di Snam prevede investimenti per 12,5 mld€ nel periodo 2021-2030. Di questi 3,2 mld€ sono indirizzati a progetti di sviluppo dell'infrastruttura gas per un aumento della capacità di importazione di oltre l'8,5%; 1,8 mld€ sono destinati al rafforzamento della trasmissione per nuove importazioni da Sud, e altri 660 mln€ circa per la metanizzazione della Sardegna.
- Un esempio del mancato allineamento della regolazione del settore energetico con gli obiettivi di decarbonizzazione di lungo periodo emerge nel settore elettrico dove è previsto un significativo sviluppo di capacità termoelettrica a gas. Politiche maggiormente coerenti con la transizione energetica suggerirebbero meccanismi per sostituire il back-up degli impianti termoelettrici, con lo sviluppo di accumuli, l'attivazione della demand response e lo sviluppo delle reti e delle loro funzioni smart, escludendo la costruzione di nuova capacità termoelettrica.
- Gli scenari italiani su cui si fondano le policy non forniscono una visione del ruolo del gas chiara e allineata agli obiettivi net-zero. Gli scenari del Piano Nazionale Integrato Energia Clima (PNIEC), della Long Term Strategy (LTS) e Snam – Terna non sono allineati tra loro (come invece richiederebbero sia la logica, sia la proposta UE di pacchetto regolamentazione gas), non sono aggiornati per seguire gli impegni europei e non forniscono una visione chiara del ruolo del

¹ Con capacità di trasporto si intende la massima quantità di gas che può essere immessa nel sistema (o prelevata da esso), nel corso del giorno, in uno specifico punto, nel rispetto dei vincoli tecnici e gestionali stabiliti in ciascuna sezione delle condotte e delle prestazioni massime degli impianti collocati lungo le stesse.

gas fossile. Complessivamente non offrono una visione lineare nel tempo per il suo phase-out. Il PNIEC non è aggiornato rispetto all'obiettivo 55% e indica un contributo del gas del 37% al 2030 e poco più del 30% al 2040 sul consumo interno lordo, la LTS non fornisce una progressione temporale del contributo del gas nel sistema energetico ed offre una visione al 2050 in cui, senza specificare idrogeno e biogas, il gas ricopre un ruolo definito marginale nel mix energetico, senza una precisa indicazione quantitativa. Lo scenario Snam – Terna vede, senza sorpresa, un mantenimento degli attuali livelli di domanda di gas, a circa 70 mld mc/anno, con una sostituzione del 22% al 2040 del gas fossile, con biogas e idrogeno (senza specificare la natura verde), senza un chiaro allineamento dello scenario rispetto agli obiettivi di decarbonizzazione

- Le attuali tensioni sui prezzi del gas sui mercati internazionali, determinate da circostanze legate a dinamiche di domanda e offerta conseguenti alla ripresa economica post-Covid e altri fattori non riconducibili alle policy ambientali, hanno mostrato la fragilità di un sistema energetico legato alle fonti fossili. La volatilità del prezzo del gas sarà amplificata dal ridursi della quota gas sul totale della domanda energetica, introducendo un ulteriore richiamo alla necessità di una strategia per il suo phase-out, nei tempi della decarbonizzazione e nella sostenibilità sociale della transizione.
- La crisi attuale ha messo a nudo la debolezza della risposta delle politiche energetiche rispetto alle variabili chiave della transizione energetica. Lo stanziamento di ulteriori 3,8 miliardi previsto nella finanziaria 2022, che si aggiungono ai 4,2 miliardi stanziati nel 2021 per coprire gli aumenti delle bollette elettriche e gas dovuti all'incremento di prezzo del gas fossile, non sono supportati da analisi di impatto convincenti circa i propositi di sostegno economico di imprese e famiglie mentre introducono modalità distributive in contraddizione rispetto all'efficienza energetica e le rinnovabili. Infatti socializzare gli aumenti in bolletta dovuti al caro-gas non rappresenta una modalità redistributiva in base alle esigenze economiche reali dei beneficiari ed è iniquo nei confronti dei soggetti che hanno investito su approvvigionamenti più sostenibili: rinnovabili, efficienza, price risk management. Altre modalità redistributive, inclusa la fiscalità avrebbe permesso maggiori risultati in termini di welfare senza entrare in contraddizione con gli obiettivi ambientali.
- Dall'analisi della tariffa del gas emerge la sostanziale assenza di componenti di costo di natura ambientale sulla vendita di gas fossile. Tale circostanza evidenzia la necessità di includere progressivamente i costi ambientali del gas nelle tariffe (in linea con le proposte del pacchetto fit for 55% presentato a Luglio 2021 dalla Commissione Europea) e sottolinea ulteriormente l'urgenza di costruire una strategia di phase-out del gas fossile, per assicurare la sostenibilità sociale degli approvvigionamenti energetici.
- La tariffa gas è costituita da quattro componenti che fanno riferimento, i) al costo della materia prima, ii) alle spese per il servizio di trasporto e distribuzione, iii) alle spese per oneri di sistema, iv) agli oneri fiscali (accisa e iva). In una bolletta domestica tipo con un consumo di 1400mc/anno nel 2021 tali componenti incidono rispettivamente sul costo finale del 45%, 18%, 4%, 33%.
- Da un confronto fatto tra la tariffa gas e quella elettrica emerge come la tariffa elettrica sia maggiormente gravata di oneri fiscali ed ambientali rispetto alla tariffa gas. In particolare, confrontando le componenti tariffarie espresse in €/GJ per un utente domestico tipo (2700kWh elettrico, 1400mc gas), il costo unitario degli oneri ambientali nella bolletta gas è pari solamente a 0,8 €/GJ, mentre nella bolletta elettrica tale costo è uguale a circa 15,8 €/GJ. Prendendo a riferimento la somma delle componenti ambientali e fiscali, nell'elettrico si paga 23€/GJ rispetto a 7,7€/GJ nel gas naturale. Riportando tali valori alle emissioni di CO₂ si evidenzia come gli oneri ambientali nell'elettrico determinano un costo di 208€/t di CO₂, mentre nel gas il costo è stimato in 14,3€/t CO₂. Includendo nel calcolo tutte le componenti fiscali (inclusa iva ed accisa) ed ambientali, il costo per tonnellata di CO₂ emessa è calcolato in 302€/t CO₂ nell'elettrico e 137€/t CO₂ nel gas.

- Questa struttura tariffaria introduce una forte contraddizione rispetto agli obiettivi di decarbonizzazione attraverso il processo di integrazione dei sistemi energetici e progressivo trasferimento dei consumi sul settore elettrico. Dalle simulazioni fatte su alcuni usi finali (caldaia a condensazione vs pompa di calore, fornello gas vs induzione) emerge come il disequilibrio delle componenti fiscali e degli oneri ambientali tra tariffa gas e tariffa elettrica rappresenta un forte disincentivo all'elettrificazione dei consumi finali.

Conclusione

Le politiche di decarbonizzazione devono includere una strategia di phase-out del gas fossile dai sistemi energetici. Parlare di gas come un combustibile di transizione è un'operazione rischiosa sia in termini di ambiente – il gas è parte del problema del cambiamento climatico – sia in termini di sostenibilità economica.

Gli investimenti legati alle infrastrutture per il gas sono infatti una componente onerosa nella bolletta finale. Incrementare ulteriormente gli investimenti, in uno scenario di progressiva diminuzione della domanda, rappresenta un aggravio crescente nelle bollette ed una perdita di risorse per lo sviluppo di alternative a zero emissioni. Il contributo di biogas e idrogeno verde non è ad oggi un elemento sufficiente a garantire la conservazione delle attuali infrastrutture gas e tantomeno un loro ampliamento.

La regolazione prevede l'integrale trasferimento dei costi dell'infrastruttura sulle tariffe finali. Chi ha la proprietà e programma lo sviluppo delle reti non sostiene rischi economici legati all'incompatibilità futura degli investimenti con le politiche per la salvaguardia del clima e tali costi saranno sostenuti dai consumatori finali. Chi può decidere se integrare nuove infrastrutture nella tariffa necessita di una precisa strategia per il clima per validare le richieste delle imprese di distribuzione e trasmissione gas in considerazione della loro compatibilità con uno scenario climatico allineato agli obiettivi ambientali. Il PNIEC e la LTS non sono aggiornati e non sono coerenti tra loro.

L'incremento dei prezzi del gas di questi mesi mostra la fragilità di un approvvigionamento energetico fossile. Gli interventi del Governo che indirizzano 8 miliardi di € per ridurre gli impatti dell'incremento dei prezzi del gas sulle tariffe finali dei consumatori hanno un elevato costo sociale senza trovare benefici strutturali rispetto alla dipendenza da gas fossile, che esporrà i consumatori finali ad una sempre maggiore instabilità dei prezzi.

Ad oggi il gas naturale non paga nei prezzi finali una componente ambientale significativa, soprattutto quando paragonato al settore elettrico. Per un utente domestico tipo il costo unitario degli oneri ambientali nella bolletta gas è pari solamente a 0,8 €/GJ, mentre nella bolletta elettrica tale costo è uguale a circa 15,8 €/GJ. Tale disequilibrio dovrà essere corretto poiché rappresenta una barriera importante per l'elettrificazione dei consumi finali.

E' necessaria una nuova governance del gas che parta da una strategia ordinata di phase-out come matrice per validare nuovi investimenti e un riordino del sistema tariffario per equilibrare i costi ambientali dei consumi energetici di elettrico e gas in sintonia con gli obiettivi di decarbonizzazione.

