



PROXIGAS

**DCO 173/2023/R/eel**  
**Verso un modello di sviluppo  
selettivo degli investimenti nella  
rete di distribuzione dell'energia  
elettrica - Orientamenti per lo  
sviluppo delle reti e i relativi Piani**

**Osservazioni Proxigas**  
**Spunto di consultazione S9**

24 maggio 2023

## Premessa

Proxigas con il presente documento esprime le proprie osservazioni e proposte relativamente agli orientamenti illustrati dall'Autorità nel documento di consultazione 173/2023/R/eel (di seguito DCO) in materia di sviluppo delle reti di distribuzione dell'energia elettrica e dei relativi Piani.

## Osservazioni generali

Proxigas, nell'esprimere la propria posizione con particolare riguardo al coordinamento dello sviluppo dei piani di intervento tra imprese distributrici di gas e di energia elettrica, ritiene utile svolgere preliminarmente alcune considerazioni di carattere generale.

Preme, in primo luogo, sottolineare che, nello scenario attuale e prospettico di transizione energetica sia nazionale che comunitario, non si può prescindere dal considerare tutti i possibili impatti economici e sociali derivanti da tale processo. Di conseguenza, nelle scelte di investimento riguardo alle infrastrutture energetiche è ormai indispensabile (anche alla luce dei recenti avvenimenti internazionali) adottare una visione integrata e complementare dello sviluppo di una pluralità di soluzioni basate anche su diversi vettori nonché delle relative infrastrutture, tenendo conto delle diverse aree territoriali del Paese e delle loro caratteristiche e peculiarità.

Il coordinamento nella pianificazione dello sviluppo delle infrastrutture energetiche, cui punta Arera, potrà essere promosso e realizzarsi solo attraverso un processo progressivo, in modo da consentire un utilizzo e una gestione ottimale di tutte le risorse, anche al fine di fornire la necessaria flessibilità e resilienza all'intero sistema energetico. Infatti, l'eventuale apparente scarsa valorizzazione nel mix energetico di alcune risorse, quali, in prospettiva, i gas rinnovabili, comprometterebbe la fattibilità della transizione energetica e la sua sostenibilità in termini economici e tecnici.

Occorre, invero, ricordare che le infrastrutture di distribuzione del gas naturale costituiscono un asset strategico pronto, efficiente, sicuro e capillare in grado di favorire la decarbonizzazione dei consumi con la diffusione dei gas rinnovabili e di sostenere il sistema energetico – garantendone la sicurezza - in caso di inefficienza di quello elettrico, quale asset ad esso duale. Inoltre, sul piano strategico e infrastrutturale, l'Italia si è candidata a ricoprire un ruolo cruciale come *hub* del gas per il mercato europeo, così da garantire con i propri asset la sicurezza energetica in Europa. Non è possibile infatti traguardare la transizione energetica e gli ambiziosi obiettivi di neutralità climatica senza il contributo del gas e dei *gases*. Ne segue che il ruolo del gas non potrà che essere quello di vettore complementare e non alternativo all'energia elettrica.

Nel DCO Arera ipotizza, come punto di partenza, che *"tutti i piani di sviluppo infrastrutturali siano riconducibili alle medesime ipotesi di scenario"* (cfr. punto 10.2 a pag. 21 del DCO), e pertanto prevede un maggiore e crescente coordinamento tra imprese di distribuzione, Snam e Terna nell'ambito della stesura degli scenari energetici in base ai quali vengono poi elaborati i piani di sviluppo infrastrutturali.

In merito a tale aspetto, in primo luogo, si ritiene fondamentale che gli scenari energetici siano l'esito di un confronto paritario tra gli operatori dei diversi settori energetici, tenendo conto di tutte le prerogative che caratterizzano le relative infrastrutture e delle opportunità da queste offerte per la transizione energetica, nell'interesse del sistema.



In secondo luogo, gli scenari dovrebbero considerare le implicazioni di sistema – soprattutto in termini economici - di scelte fondate su valutazioni puntuali anche a livello delle singole utenze (ad esempio riguardo i singoli impianti di utenza e le relative apparecchiature), che, ove anche eventualmente condivise in termini di ipotesi di partenza, ma sviluppate indipendentemente nei diversi settori, potrebbero non generare il livello di efficienza ottimale a livello sistemico che si vorrebbe perseguire.

Peraltro, le considerazioni di cui sopra si ritiene siano ancor più valide in un contesto come quello italiano, caratterizzato da centri e palazzi di alto valore storico e spesso soggetti a vincoli architettonici, nel quale pare opportuno seguire soluzioni diversificate per la decarbonizzazione, soprattutto del settore residenziale. Si ritiene infatti che:

- soluzioni univoche sarebbero fuorvianti, di difficile realizzazione e con costi insostenibili a carico degli utenti per l'adeguamento sia degli impianti privati che delle infrastrutture di sistema necessarie;
- vadano considerati percorsi alternativi di decarbonizzazione fondati sul contributo del gas rinnovabile che esistono e sono *cost effective*.

Si ritiene altresì importante valutare le più opportune modalità e le tempistiche corrette per l'introduzione, prospettata dall'Autorità nella consultazione, di possibili obblighi di coordinamento tra imprese distributrici di energia elettrica e altri operatori del settore energetico, a partire dalla definizione degli scenari di sviluppo e di specifiche ipotesi sulla domanda di energia applicabili anche su scala locale. Tale impostazione potrebbe infatti poi prevedere e abilitare ulteriori aspetti di raccordo nell'effettivo sviluppo della pianificazione e gestione delle infrastrutture dei diversi settori energetici e quindi anche delle reti di distribuzione gas ed elettriche, da considerare come reti di distribuzione energetiche nel loro complesso.

Infatti, il modo migliore per evitare il rischio, evidenziato dall'Autorità che *“le attività di pianificazione degli investimenti (piani di sviluppo delle reti di distribuzione nel settore elettrico, documentazione allegata ai bandi per le nuove concessioni del servizio di distribuzione del gas naturale e potenzialmente piani di sviluppo della distribuzione nel settore gas) si basano su ipotesi incongruenti tra i due settori”* (ricordando peraltro che anche nel settore della distribuzione elettrica sono previste nei prossimi anni gare per l'assegnazione del servizio)<sup>1</sup> è che il coordinamento tra distributori di energia elettrica e gli altri operatori del settore energetico non segua un approccio dogmatico e/o meramente formalistico, riducendo il confronto ad un semplice scambio di opinioni e osservazioni volti all'elaborazione di scenari energetici di sviluppo comuni, ma preveda anche forme più concrete di coordinamento tra operatori, volte a promuovere un'effettiva convergenza infrastrutturale sulla base di criteri di efficienza e di ottimizzazione nelle future scelte di investimento per la pianificazione delle infrastrutture energetiche, evitando altresì un eventuale *decommissioning* prematuro delle reti di distribuzione del gas.

---

<sup>1</sup> In merito all'obiettivo strategico C *“Sviluppo selettivo e uso efficiente delle infrastrutture nella transizione energetica”* dell'Area Energia del Quadro strategico 2022-2025 (cfr. pag. 45 del Quadro strategico di cui all'Allegato A alla deliberazione 2/2022/A), la stessa Autorità sottolinea come *“Particolare attenzione”* vada posta *“alle dinamiche di rinnovo delle concessioni, non solo per quanto riguarda le gare delle concessioni del servizio di distribuzione gas ma anche per le gare, previste dal decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 a partire dal 2025, delle nuove concessioni del servizio di distribuzione dell'energia elettrica”*.



Tale approccio favorirebbe l'integrazione di tutti i vettori secondo una logica di *sector coupling*, principio che, finora, pur essendo presente nelle enunciazioni delle *policy* nazionali e comunitarie, non ha ancora trovato una concreta implementazione e messa in pratica.

***S9. Osservazioni in merito al coordinamento con le imprese distributrici di gas naturale e le stazioni appaltanti il medesimo servizio.***

Secondo quanto già evidenziato nelle "Osservazioni generali", si ribadisce, prioritariamente, che il coordinamento dei programmi di sviluppo dovrebbe muovere sia dalla considerazione che il gas rappresenta un vettore complementare e non alternativo all'elettricità, in grado, anche sotto forma di biometano e idrogeno, di soddisfare la domanda di energia rinnovabile non coperta, per limiti infrastrutturali di capacità o costi sistemici, dall'infrastruttura elettrica, sia dalla promozione, tra imprese distributrici di elettricità e gas nonché le stazioni appaltanti (per la distribuzione gas ma in prospettiva anche per la distribuzione elettrica), di forme di coordinamento costanti e strutturali volte a promuovere effettivamente la convergenza tra settori, in base a criteri di efficienza complessiva delle scelte di investimento per la pianificazione e realizzazione delle infrastrutture energetiche e per l'impiego ottimale delle infrastrutture esistenti, nell'interesse del sistema.

Arera dovrebbe, in definitiva, garantire un approccio di realismo e neutralità in merito alle soluzioni da adottare, assicurando che i contributi degli operatori dei settori gas ed elettrico abbiano lo stesso peso e vengano trattati in modo equilibrato e sinergico.

Più in dettaglio e con riferimento al contesto, in cui tale orientamento si inserisce, vanno tenuti in considerazione, al fine di modulare opportunamente forme di coordinamento tra operatori, tre aspetti rilevanti:

1. le gare d'ambito per l'assegnazione delle concessioni di distribuzione del gas naturale (gare che nell'arco di pochi anni interesseranno la distribuzione elettrica) e i relativi bandi predisposti dalle stazioni appaltanti, e approvati da ARERA, che delineano gli interventi necessari in modo puntuale comprese nuove aree di sviluppo dell'infrastruttura;
2. le nuove disposizioni sui criteri di assegnazione delle odierne gare della distribuzione gas, che vedono aumentare notevolmente il peso in sede di valutazione delle offerte di tutti quegli interventi di innovazione tecnologica che, trasformando l'infrastruttura a gas naturale esistente, massimizzano la diffusione dei gas rinnovabili;
3. l'introduzione del nuovo regime tariffario ROSS-base-R che, nel caso specifico della distribuzione del gas naturale, non prevede piani di sviluppo, come previsto invece nel caso di ROSS-base-integrale, ma che comunque introduce i PEPFIS (proiezioni economiche patrimoniali e finanziarie semplificate); riguardo tale aspetto, il coordinamento ipotizzato risulterebbe allo stato attuale di difficile implementazione<sup>2</sup> (valutazioni di compatibilità tra l'approccio ROSS e l'assegnazione a gara del servizio verranno svolte anche per la distribuzione elettrica nella prospettiva di avvio delle relative procedure di affidamento entro pochi anni).

---

<sup>2</sup> Nella deliberazione 163/2023/R/com l'Autorità ha evidenziato la necessità di approfondimenti in proposito e di "prevedere che siano adottati specifiche disposizioni che consentano la massima compatibilità tra l'approccio ROSS-base e l'affidamento del servizio mediante gara d'ambito", elementi che testimoniano un non così immediato e agevole coordinamento tra gli stessi.

Le modalità di coordinamento tra operatori dei diversi settori dovranno pertanto essere tali da garantire:

- la pari dignità dei due settori e non una posizione pre-concettualmente sfavorevole della distribuzione del gas;
- l'eventuale pianificazione congiunta degli investimenti con riferimento alle esigenze del territorio espresse nei bandi delle gare d'ambito per l'assegnazione delle concessioni per la distribuzione del gas naturale;
- l'adeguata pianificazione temporale delle attività che consideri il calendario delle gare (nei prossimi anni anche per la distribuzione elettrica), le tempistiche di implementazione della regolazione per obiettivi di spesa e servizio (TIROSS), lo scadenziario per la presentazione dei piani per le imprese di distribuzione di energia elettrica.

Si ritiene opportuno evidenziare che la diversa decorrenza temporale dell'applicazione del regime ROSS-base (2026), per esempio, potrebbe determinare la situazione per la quale i distributori elettrici e il gestore della rete di trasmissione elaborino prima degli operatori della distribuzione gas i propri piani di sviluppo, generando una situazione di "adeguamento" del settore gas alle scelte di quello elettrico e non più, quindi, di "coordinamento".

Per quanto riguarda, poi, il riferimento all'articolo 52b, in merito all'introduzione di eventuali piani di sviluppo della distribuzione nel settore gas, preme comunque ricordare che tale articolo è stato introdotto dal rapporto della Commissione ITRE del Parlamento europeo, poi votato dall'Assemblea, mentre nella versione originaria della proposta di Direttiva *"on common rules for the internal markets in renewable and natural gases and hydrogen"* della Commissione e nell'accordo generale raggiunto dal Consiglio tale articolo non era presente. L'iter di approvazione delle disposizioni europee prevede, come noto, la validazione da parte di Commissione, Consiglio e Parlamento nel corso del Trilogo. Pertanto, quanto oggi indicato dall'art. 52b potrebbe essere ulteriormente rivisto o integrato nel corso di tale iter e di conseguenza gli obblighi di coordinamento per gli operatori della distribuzione potranno essere da ricalibrare rispetto a quanto oggi ipotizzabile, anche in considerazione del fatto che, laddove la Direttiva venisse approvata nell'attuale formulazione, il Legislatore nazionale avrebbe comunque la possibilità di intervenire ulteriormente sugli aspetti delle prescrizioni considerati più critici.