



OSSERVAZIONI AL  
DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE  
n. 173/2023/R/eei DEL 20 APRILE 2023

*“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”*

## 1. Premessa

Il presente documento reca le osservazioni al Documento di consultazione n. 173/2023/R/eel in merito agli “*orientamenti per lo sviluppo delle reti e i relativi Piani*”, pubblicato dall’Autorità in data 20 aprile 2023.

## 2. Considerazioni generali

Dalla formulazione proposta, appare che l’obiettivo finale dell’Autorità sia quello di effettuare un coordinamento nella definizione dei piani di sviluppo attraverso la progressiva sostituzione delle utenze attualmente alimentate a gas naturale con l’energia elettrica. Tale assunzione, se confermata, si contrappone in modo significativo ad alcuni presupposti imprescindibili alla base del percorso avviato di transizione energetica.

Innanzitutto, l’esclusione del gas naturale dal mix energetico compromette la fattibilità della transizione energetica, nonché la sua sostenibilità in termini economici e tecnici.

Le infrastrutture di distribuzione del gas naturale costituiscono infatti 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 in caso di inefficienza di quello elettrico, garantendone la sicurezza.

Inoltre, in un contesto come quello italiano, caratterizzato da centri e palazzi storici, seguire il dogma della *full electrification* come unica via per la decarbonizzazione, soprattutto del settore residenziale (*in Italia a tutti gli effetti hard- to-abate*) sarebbe fuorviante con costi insostenibili a carico degli utenti per l’adeguamento degli impianti.

Sul piano strategico, inoltre, l’Italia è ufficialmente candidata a diventare uno dei principali hub europei per quanto riguarda la fornitura di gas naturale a tutto il sistema europeo, contribuendo così, con i propri asset, a garantire la sicurezza energetica europea.

L’eventuale pianificazione congiunta immaginata non dovrebbe, in ogni caso, assecondare acriticamente un approccio dogmatico, quanto seguirne uno pragmatico che, riconoscendo le carenze infrastrutturali del settore elettrico, i vincoli di capacità e i costi per i consumatori, faccia leva sull’integrazione di tutti i vettori energetici in una logica di *sector coupling*, evitando un *decommissioning* prematuro delle reti della distribuzione del gas.

### 3. Risposte puntuali ai quesiti dell'Autorità.

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

Posto quanto evidenziato nelle considerazioni generali, l'elaborazione congiunta dei programmi di sviluppo dovrebbe muovere dall'idea che il gas sia un vettore complementare, e non alternativo, all'elettricità. Anche sotto forma di biometano e idrogeno, infatti esso costituisce un vettore in grado di soddisfare la domanda di energia rinnovabile non coperta per limiti infrastrutturali, di capacità o costi sistemici dall'infrastruttura elettrica. L'Autorità dovrebbe tenere conto di simili premesse nella richiesta di collaborazione tra gli operatori per assicurare una pianificazione efficiente ed efficace anche nel contesto attuale che vede la sicurezza energetica uno dei pilastri fondamentali alla base dello sviluppo del Paese e dell'intera Europa.

Si auspica quindi che ARERA delinei meccanismi che garantiscano neutralità di approccio e adesione alla realtà, assicurando che i contributi degli operatori dei settori gas ed elettrico abbiano lo stesso peso e vengano trattati in modo equilibrato e sinergico.

Con riferimento al contesto, in cui tale orientamento si inserisce, vanno tenuti in considerazione tre aspetti di primaria importanza:

- 1) Le gare d'ambito per l'assegnazione delle concessioni di distribuzione del gas naturale 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 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*). In tal caso, il coordinamento ipotizzato risulterebbe ridondante, quando non di difficile implementazione.

Alla luce di quanto esposto quindi, eventuali modalità di coordinamento tra i settori dovranno essere tali da garantire:

- la pari dignità dei due settori e non una posizione 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;
- una adeguata pianificazione temporale delle attività che consideri il calendario delle gare, 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;
- la diversa decorrenza temporale dell'applicazione del regime ROSS-base al settore della distribuzione del gas (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. Conseguentemente, dal "coordinamento" si passerebbe a una situazione di "adeguamento" per cui i distributori gas si vedrebbero costretti ad aderire a quanto stabilito in ambito elettrico per garantire coerenza tra piani di investimento;
- un congruo riconoscimento di attività aggiuntive a carico del Distributore per rispettare le tempistiche e gli obblighi di tale coordinamento a fronte dei maggiori oneri gestionali derivanti dalla redazione di piani di sviluppo non previsti dal ROSS-base-R ma inevitabilmente a questo legati.

Infine, per quanto riguarda il riferimento all'articolo 52b in merito all'introduzione di eventuali piani di sviluppo della distribuzione nel settore gas, preme osservare che 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 manca ed è stato introdotto invece dal rapporto della Commissione

ITRE del Parlamento europeo poi votato dall'Assemblea. Tuttavia, finché queste non saranno concordate durante il trilogico, quindi validate dall'accordo tra Commissione, Consiglio e Parlamento, non hanno forza di legge.

Pertanto, allo stato attuale appare piuttosto prematuro prevedere obblighi di coordinamento per gli operatori della distribuzione gas, in quanto, ove la Direttiva venisse approvata con questa previsione, occorre considerare che, nella sua trasposizione nella legislazione nazionale, il Legislatore avrà la possibilità di intervenire sugli aspetti più critici delle prescrizioni e di renderle conformi alle specifiche di settore. In questo contesto si potrà chiarire come declinare l'eventuale pianificazione congiunta delle infrastrutture di distribuzione gas ed elettriche.