

**DELIBERAZIONE 15 APRILE 2025**  
**170/2025/R/GAS**

**AGGIORNAMENTO DELLE DISPOSIZIONI IN MATERIA DI PIANO DI SVILUPPO DELLA RETE  
DI TRASPORTO DEL GAS NATURALE**

## **L'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA RETI E AMBIENTE**

Nella 1336<sup>a</sup> riunione del 15 aprile 2025

### **VISTI:**

- la direttiva (UE) 2024/1788 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024, relativa a norme comuni per i mercati interni del gas rinnovabile, del gas naturale e dell'idrogeno, che abroga la direttiva 2009/73/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009 (di seguito: direttiva (UE) 2024/1788);
- il regolamento (UE) 2017/1938 del Parlamento europeo e del Consiglio del 25 ottobre 2017, recante misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas;
- il regolamento (UE) 2018/1999 del Parlamento europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018 sulla *governance* dell'Unione dell'energia e dell'azione per il clima;
- il regolamento (UE) 2019/942 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019, che istituisce un'Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER);
- il regolamento (UE) 2021/241 del Parlamento europeo e del Consiglio del 12 febbraio 2021, che istituisce il dispositivo per la ripresa e la resilienza;
- il regolamento (UE) 2021/1119 del Parlamento europeo e del Consiglio del 30 giugno 2021, che istituisce il quadro per il conseguimento della neutralità climatica;
- il regolamento (UE) 2022/869 del Parlamento europeo e del Consiglio del 30 maggio 2022 sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche transeuropee, che abroga il regolamento (UE) 347/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio del 17 aprile 2013 (di seguito: regolamento TEN-E);
- il regolamento (UE) 2023/435 del Parlamento europeo e del Consiglio del 27 febbraio 2023, che modifica il dispositivo per la ripresa e la resilienza di cui al regolamento (UE) 2021/241 inserendo capitoli dedicati al piano *REPowerEU*;
- il regolamento (UE) 2024/1787 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 giugno 2024 sulla riduzione delle emissioni di metano nel settore dell'energia e che modifica il regolamento (UE) 2019/942;
- il regolamento (UE) 2024/1789 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 giugno 2024, sui mercati interni del gas rinnovabile, del gas naturale e dell'idrogeno, che

- abroga il regolamento (CE) 715/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009 (di seguito: regolamento (UE) 2024/1789);
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 e s.m.i. (di seguito: legge 481/95);
  - il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 e s.m.i. (di seguito: decreto legislativo 164/00);
  - la legge 23 agosto 2004, n. 239 e s.m.i.;
  - la legge 23 luglio 2009, n. 99;
  - il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93 e s.m.i. (di seguito: decreto legislativo 93/11);
  - il decreto-legge 16 luglio 2020, n. 76 come convertito, con modificazioni, con legge 11 settembre 2020, n. 120;
  - il decreto-legge 31 maggio 2021, n. 77, come convertito con legge 29 luglio 2021, n. 108;
  - il decreto-legge 17 maggio 2022, n. 50, come convertito con modificazioni con legge 15 luglio 2022, n. 91;
  - il decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210;
  - la legge 30 dicembre 2023, n. 214 (di seguito: legge 214/23);
  - la deliberazione dell’Autorità di Regolazione per energia Reti e ambiente (di seguito: Autorità) 28 settembre 2017, 654/2017/R/EEL (di seguito: deliberazione 654/2017/R/EEL);
  - la deliberazione dell’Autorità 19 ottobre 2017, 689/2017/R/GAS (di seguito: deliberazione 689/2017/R/GAS);
  - la deliberazione dell’Autorità 27 settembre 2018, 468/2018/R/GAS (di seguito: deliberazione 468/2018/R/GAS) e il relativo Allegato A (di seguito: Requisiti minimi);
  - la deliberazione dell’Autorità 11 giugno 2019, 230/2019/R/GAS (di seguito: deliberazione 230/2019/R/GAS) e il relativo Allegato (Criteri applicativi ACB);
  - la deliberazione dell’Autorità 28 marzo 2023, 122/2023/R/GAS (di seguito: deliberazione 122/2023/R/GAS), di modifica dei Requisiti minimi e dei Criteri applicativi ACB;
  - la deliberazione dell’Autorità 4 aprile 2023, 139/2023/R/GAS, e il relativo Allegato A (RTTG 2024-2027);
  - la deliberazione dell’Autorità 23 maggio 2023, 220/2023/R/GAS (di seguito: deliberazione 220/2023/R/GAS), in materia di connessioni biometano;
  - la deliberazione dell’Autorità 21 novembre 2023, 532/2023/R/GAS (di seguito: deliberazione 532/2023/R/GAS), di approvazione della nuova edizione dei Criteri applicativi ACB;
  - la deliberazione dell’Autorità 30 gennaio 2024, 23/2024/R/COM (di seguito: deliberazione 23/2024/R/COM), di avvio di procedimento per l’aggiornamento delle disposizioni in materia di Piano di sviluppo;
  - la deliberazione dell’Autorità 1 ottobre 2024, 392/2024/R/COM (di seguito: deliberazione 392/2024/R/COM), in materia di scenari dei Piani di sviluppo;

- la deliberazione dell’Autorità 12 novembre 2024, 472/2024/R/EEL (di seguito: deliberazione 472/2024/R/EEL), in materia di benefici degli interventi di sviluppo delle reti di distribuzione dell’energia elettrica;
- la deliberazione dell’Autorità 11 marzo 2025, 88/2025/R/GAS (di seguito: deliberazione 88/2025/R/GAS) di valutazione dei Piani di sviluppo del trasporto gas 2023;
- il documento per la consultazione dell’Autorità 3 dicembre 2024, 522/2024/R/GAS (di seguito: documento per la consultazione 522/2024/R/GAS).

**CONSIDERATO CHE, CON RIFERIMENTO AL QUADRO NORMATIVO E REGOLATORIO:**

- il regolamento (UE) 2024/1789 e il regolamento TEN-E prevedono disposizioni in materia di:
  - a) adozione da parte di ENTSOG, ogni due anni, di un *Ten-Year Network development Plan* (TYNDP) non vincolante di sviluppo della rete a livello comunitario;
  - b) attività di definizione di scenari ai fini della predisposizione del TYNDP, che hanno natura congiunta tra elettricità e gas;
  - c) verifiche della coerenza tra il TYNDP europeo e i Piani nazionali di sviluppo della rete;
  - d) identificazione, ogni due anni, di un elenco di Progetti di interesse comune (PCI) e di Progetti di interesse reciproco (PMI);
- nel delineare il quadro generale e le funzioni di regolazione dei servizi di pubblica utilità, la legge 481/95 prevede, ai sensi dell’articolo 1, comma 1, che l’Autorità persegua la finalità di garantire la promozione della concorrenza e dell’efficienza, e che l’ordinamento tariffario armonizzi “*gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti il servizio con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse*”; ai sensi dell’articolo 2, comma 12, lettera e), della medesima legge, le tariffe dei servizi regolati sono stabilite e aggiornate dall’Autorità “*in modo da assicurare la qualità, l’efficienza del servizio e l’adeguata diffusione del medesimo sul territorio nazionale*”;
- l’Autorità, in forza dei poteri di natura tariffaria di cui alla legge 481/95, è tenuta a valutare l’efficienza del servizio di trasporto; in tale prospettiva, verifica che le proposte di intervento individuate nei Piani siano effettuate sulla base di criteri di economicità ed efficienza, pena il loro mancato o parziale riconoscimento tariffario;
- l’articolo 8 del decreto legislativo 164/00 dispone che le imprese di trasporto forniscano agli altri soggetti che effettuano attività di trasporto e dispacciamento, nonché alle imprese del gas di ogni altro sistema dell’Unione Europea interconnesso con il sistema nazionale del gas naturale, informazioni sufficienti per garantire il funzionamento sicuro ed efficiente, lo sviluppo coordinato, e l’interoperabilità dei sistemi interconnessi; l’articolo 20 del medesimo decreto legislativo prevede inoltre che i gestori di infrastrutture nel settore del gas si scambino tra loro informazioni funzionali a garantire che l’erogazione dei servizi rispettivamente erogati avvenga “*in modo compatibile con il funzionamento sicuro ed efficiente del sistema del gas*”;

- l'articolo 16 del decreto legislativo 93/11 reca disposizioni in materia di pianificazione decennale dello sviluppo della rete di trasporto e relativi poteri decisionali e di valutazione in capo al Ministero dello Sviluppo Economico (ora, Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica) e all'Autorità;
- la legge 214/23 ha disposto modifiche all'articolo 16 del decreto legislativo 93/11 in materia di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale e poteri decisionali in materia di investimenti; tale legge ha, tra l'altro, disposto che sia l'impresa maggiore di trasporto, anche tenendo conto degli interventi degli altri gestori della rete, a trasmettere all'Autorità e al Ministero un unico piano decennale di sviluppo dell'intera rete di trasporto gas, in luogo dei piani di sviluppo di ciascun gestore, come precedentemente previsto;
- la direttiva (UE) 2024/1788 (parte del c.d. Pacchetto decarbonizzazione) ha introdotto disposizioni per una pianificazione infrastrutturale maggiormente integrata, sia dal punto di vista verticale (ossia tenendo conto sia degli sviluppi infrastrutturali relativi alle reti di trasporto che di quelli relativi a reti di distribuzione, impianti di stoccaggio e di rigassificazione del Gnl), sia dal punto di vista orizzontale, in particolare tenendo conto dei crescenti legami tra i settori del gas naturale e dell'elettricità, così come dell'idrogeno e, ove applicabile, del teleriscaldamento; ad oggi tale direttiva non è stata ancora recepita nell'ordinamento italiano;
- con le deliberazioni 654/2017/R/EEL e 689/2017/R/GAS, l'Autorità ha disposto che le società Terna S.p.A. e Snam Rete Gas S.p.A. predispongano scenari coordinati per i Piani; con la deliberazione 392/2024/R/COM, l'Autorità ha aggiornato le disposizioni in materia di scenari, introducendo una nuova scadenza per i documenti di descrizione degli scenari, una nuova attività di raccolta di informazioni dagli utenti attuali e potenziali delle reti, e un processo per una discussione sull'evoluzione di lunghissimo termine (2050) del sistema energetico;
- con la deliberazione 468/2018/R/GAS, l'Autorità ha introdotto disposizioni in relazione alle modalità di consultazione dei Piani, e Requisiti minimi per la predisposizione dei Piani e per l'analisi costi-benefici (di seguito: ACB) degli interventi (Requisiti minimi), rilevanti ai fini delle valutazioni di competenza dell'Autorità in relazione all'economicità ed efficienza degli interventi e alla relativa utilità per il sistema;
- con la deliberazione 230/2019/R/GAS, l'Autorità ha approvato i Criteri applicativi dell'ACB, come proposti dall'impresa maggiore di trasporto in coerenza con le previsioni di cui alla deliberazione 468/2018/R/GAS;
- con la deliberazione 122/2023/R/GAS, l'Autorità ha previsto, tra l'altro:
  - a) il potere-dovere dell'Autorità di approvare gli interventi contenuti nei Piani ai fini tariffari;
  - b) la semplificazione dei criteri per l'adozione di eventuali modifiche ai Criteri applicativi ACB;
  - c) l'obbligo per le imprese di trasporto di predisporre un'appendice contenente tutti i dati elementari di base necessari a ricostruire le ipotesi adottate per il calcolo dei costi e dei benefici delle opere ricadenti nelle soglie di applicabilità dell'ACB;

- d) che le analisi sullo stato di salute delle infrastrutture siano condotte applicando la metodologia *Asset Health* definita ai sensi della deliberazione 195/2022/R/GAS, e che siano riportati, per gli interventi di sostituzione, gli esiti dell'applicazione di tale metodologia;
- e) ulteriori obblighi informativi per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto in aree di nuova metanizzazione, relativi ad indicatori sulle condizioni minime di sviluppo e al coordinamento tra il servizio di distribuzione e il servizio di trasporto;
- con la delibera 532/2023/R/GAS, l'Autorità ha approvato la revisione dei Criteri applicativi dell'ACB proposta da Snam Rete Gas S.p.A. per tener conto delle modifiche introdotte con le deliberazioni 122/2023/R/GAS e 220/2023/R/GAS, e ha disposto ulteriori modifiche ai Requisiti minimi per tenere conto delle proposte avanzate dall'impresa maggiore di trasporto, delle osservazioni emerse in sede di consultazione, e della necessità di progressiva convergenza tra metodologie per l'ACB del settore del trasporto gas e della trasmissione elettrica.

**CONSIDERATO CHE:**

- con la deliberazione 23/2024/R/COM, l'Autorità ha avviato un procedimento per l'aggiornamento delle disposizioni in materia di Piano di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale e Piano di sviluppo della rete di trasmissione dell'energia elettrica per tenere conto delle disposizioni della legge 214/23, nonché in materia di scenari per i Piani di sviluppo delle reti energetiche;
- con il documento per la consultazione 522/2024/R/GAS, l'Autorità ha rappresentato i propri orientamenti per l'aggiornamento delle disposizioni sul Piano unico di sviluppo della rete di trasporto del gas (di seguito: Piano unico), per tenere conto delle modifiche al decreto legislativo 93/11 disposte dalla legge 214/23, anche al fine di una pianificazione maggiormente integrata e cross-settoriale, e in coerenza con le recenti evoluzioni del quadro comunitario incluso il c.d. Pacchetto decarbonizzazione (direttiva (UE) 2024/1788 e regolamento (UE) 2024/1789);
- nel dettaglio, nel documento per la consultazione 522/2024/R/GAS l'Autorità ha proposto di:
  - a) in materia di responsabilità e coordinamento tra imprese di trasporto:
    - i. attribuire all'impresa maggiore di trasporto un ruolo centrale nel coordinamento tra gestori e nella redazione del Piano, raccogliendo le proposte degli altri gestori della rete e valutandone la coerenza con l'assetto potenziale della rete;
    - ii. attribuire all'impresa maggiore di trasporto il compito di verificare le stime di costo fornite dagli altri gestori ai fini delle analisi costi-benefici;
    - iii. lasciare in capo ai singoli gestori la definizione dei dettagli progettuali e la realizzazione degli interventi;
    - iv. includere tutti gli interventi di sviluppo in un unico documento, la cui stesura sarebbe in capo all'impresa maggiore di trasporto;
  - b) in materia di tempistiche:

- i. stabilire che il Piano unico venga trasmesso all’Autorità ogni due anni, con scadenza il 28 febbraio degli anni dispari, a partire dal 2027; ciò in coerenza con la periodicità biennale introdotta dalla legge 214/2023 e anche al fine di migliorare il coordinamento con il Piano di sviluppo della rete elettrica e con il settore dell’idrogeno, garantendo l’allineamento con gli scenari di sviluppo del sistema energetico definiti nel terzo trimestre degli anni pari;
  - ii. prevedere che i gestori diversi dall’impresa maggiore di trasporto trasmettano a quest’ultima tutte le informazioni rilevanti per la finalizzazione del Piano unico entro il 31 gennaio di ciascun anno dispari;
  - iii. valutare l’eventuale venir meno della necessità di predisporre il documento di criteri applicativi dell’ACB due mesi prima della predisposizione del piano, prevedendo che tale documento sia reso disponibile insieme al Piano unico;
  - iv. per il 2025, prevedere che il Piano unico sia trasmesso entro il 31 luglio 2025;
- c) in materia di inclusione nel Piano di progetti di trasporto di promotori terzi e progetti di stoccaggio e rigassificazione del Gnl:
- i. attribuire all’impresa maggiore di trasporto anche la responsabilità di raccogliere (attraverso un apposito *template*), verificare, e pubblicare nel Piano informazioni dettagliate su progetti di trasporto, stoccaggio e rigassificazione in fase di studio, valutazione, pianificazione, autorizzazione o realizzazione, da parte di promotori terzi;
  - ii. prevedere che le informazioni includano dati tecnico-economici, tempistiche di realizzazione, stima dei costi, ed eventualmente l’analisi dei benefici dell’infrastruttura;
  - iii. prevedere che l’impresa maggiore di trasporto individui nel Piano unico anche le eventuali infrastrutture che si rendono necessarie a seguito della realizzazione di tali progetti terzi, con riferimento sia alle infrastrutture la cui realizzazione è condizione necessaria per lo sviluppo di specifiche iniziative (es. allacciamenti), sia alle eventuali infrastrutture che, pur portando benefici più generali al sistema, sono comunque realizzate in conseguenza di tali iniziative, prevedendo che le valutazioni dei benefici di tali interventi siano presentate nelle varianti “con” e “senza” il progetto terzo;
- d) in materia di inclusione nel Piano di interventi di dismissione:
- i. includere le dismissioni di infrastrutture esistenti (anche nel caso in cui la finalità sia il *repurposing* per il trasporto di idrogeno o anidride carbonica), con informazioni su tempistiche, costi ed eventuali ricavi associati, impatti tariffari, ed effetti sulla sicurezza del sistema gas;
  - ii. prevedere che a tali interventi di dismissione siano associate specifiche ACB, con le medesime soglie di costo di investimento previste per gli altri interventi;



- iii. prevedere che i costi fisici di smantellamento di porzioni di rete, nei casi in cui l'attività non risponda a principi generali di efficienza del sistema, non siano ammissibili ai fini tariffari; ciò in particolare qualora siano in corso o siano stati realizzati in anni recenti interventi per nuove capacità di trasporto di gas sullo stesso percorso o su un percorso parallelo;
- e) in materia di pianificazione in logica cross-settoriale:
  - i. valutare i fabbisogni infrastrutturali considerando le interconnessioni tra gas, elettricità e idrogeno; in particolare, il Piano unico dovrebbe consentire anche di valutare se le necessità di trasporto gas possano essere soddisfatte attraverso sviluppi infrastrutturali in altri settori o, viceversa, se la capacità di trasporto gas inutilizzata possa essere sfruttata per supportare il sistema elettrico, ad esempio attraverso applicazioni di *power-to-gas*;
  - ii. eventualmente, correlare l'analisi delle capacità di trasporto disponibili con la definizione delle capacità di trasporto obiettivo del settore elettrico;
  - iii. condurre l'analisi in relazione a un orizzonte temporale decennale o quindicennale, coordinato con l'anno studio di lungo termine utilizzato per la valutazione di Terna S.p.A. sulle capacità di trasporto obiettivo, caratterizzando i risultati a livello mensile o stagionale;
- f) in materia di criteri per l'analisi costi-benefici:
  - i. sostituire l'attuale categoria di beneficio B6 (Variazione delle esternalità negative associate alle emissioni di gas inquinanti non climalteranti) con un indicatore quantitativo (impatto I6 - Variazione delle emissioni di gas inquinanti non climalteranti);
  - ii. eliminare la categoria di beneficio B2m (Sostituzione di combustibili per metanizzazione di nuove aree) in ragione del fatto che la metanizzazione di nuove aree del Paese comporterebbe un effetto di *lock-in* del vettore gas, non compatibile con il principio "*do not significant harm*";
  - iii. prevedere una clausola di salvaguardia per gli interventi non oggetto di valutazione negativa nell'edizione 2023 dei Piani e avviati alla data del 31 dicembre 2025;
- g) in materia di obblighi di trasparenza, presentare gli interventi del Piano in una sintesi tabellare elaborabile;
- h) in materia di monitoraggio dell'avanzamento del Piano, introdurre un rapporto di monitoraggio dell'avanzamento del Piano per gli anni in cui non è presentato il Piano unico, con scadenza al 28 febbraio degli anni pari; il rapporto dovrebbe fornire informazioni dettagliate sullo stato di realizzazione degli interventi previsti e sulle eventuali variazioni di tempistiche o costi;
- le osservazioni pervenute in risposta alla consultazione hanno riguardato in particolare i seguenti temi:
  - a) in materia di responsabilità e coordinamento tra imprese di trasporto:
    - i. è emersa in generale la necessità di assegnare la responsabilità di definire le esigenze di sviluppo della rete non solo all'impresa maggiore di

- trasporto ma anche agli altri gestori di rete, specialmente con riferimento a nuovi interventi che ricadono nelle realtà locali in cui questi operano;
- ii. in particolare, alcuni soggetti suggeriscono un approccio ibrido in cui l'impresa maggiore di trasporto individui autonomamente i fabbisogni infrastrutturali e le linee di intervento a livello di sistema complessivo (es. relativamente ai punti di interconnessione con l'estero o con terminali di Gnl, o alle principali direttrici e dorsali di trasporto del sistema nazionale), secondo un approccio "*top-down*", operando al contempo in coordinamento con gli altri operatori di trasporto interessati secondo un approccio "*bottom-up*" per quanto concerne le necessità di intervento più localizzate;
  - iii. è stata inoltre evidenziata l'opportunità di una metodologia chiara, che garantisca certezza e trasparenza ai soggetti coinvolti, con cui l'impresa maggiore di trasporto dovrebbe procedere a valutare le proposte di sviluppo degli altri gestori di rete;
  - iv. è emersa la necessità che l'impresa maggiore di trasporto predisponga opportuni *format* per la raccolta delle informazioni necessarie alla predisposizione del Piano unico e all'elaborazione dell'ACB;
  - v. con riferimento alla predisposizione delle ACB, molti soggetti condividono l'orientamento espresso dall'Autorità di prevedere che sia l'impresa maggiore di trasporto ad avere il compito di elaborare le singole ACB, una volta acquisiti i dati e le informazioni dai singoli gestori di rete;
- b) in materia di tempistiche:
- i. è emersa una generale condivisione rispetto ad un termine nel primo trimestre degli anni dispari per l'invio del Piano unico, a decorrere dal 2027;
  - ii. per quanto riguarda il coordinamento tra imprese di trasporto, alcuni soggetti propongono un periodo di almeno 90-120 giorni tra l'invio all'impresa maggiore di trasporto delle informazioni sui progetti da parte di altri gestori e la finalizzazione del Piano;
  - iii. alcuni soggetti hanno richiesto di esplicitare le tempistiche della fase di consultazione pubblica, eventualmente estendendo tale fase da 45 a 60 giorni per garantire un'analisi più approfondita;
  - iv. un soggetto ritiene opportuno che la valutazione del Piano da parte dell'Autorità si concluda possibilmente entro l'anno di presentazione del medesimo, in modo da dare certezza agli operatori e al sistema degli sviluppi previsti;
  - v. con riferimento alla scadenza per il documento di Criteri applicativi ACB, l'opportunità di confermare il termine del 30 settembre (anni pari) per la trasmissione del documento;
  - vi. per il primo Piano del 2025, si richiede di posticipare la scadenza del 31 luglio per garantire una fase transitoria adeguata;



- c) in materia di inclusione nel Piano di progetti di trasporto di promotori terzi e progetti di stoccaggio e rigassificazione del Gnl:
- i. vi è una generale condivisione circa l'importanza di raccogliere informazioni sui progetti terzi, ma si sollevano preoccupazioni sulla pubblicazione di dati parziali su progetti non ancora definiti;
  - ii. alcuni soggetti propongono di includere solo progetti che abbiano già avviato l'iter autorizzativo, per evitare la diffusione di informazioni premature o fuorvianti;
  - iii. si chiede che i promotori terzi siano responsabili della fornitura dei dati e che i *template* per la raccolta delle informazioni siano forniti con congruo anticipo;
- d) in materia di inclusione nel Piano di interventi di dismissione:
- i. è emersa una generale condivisione della proposta, pur sottolineando l'importanza che tali interventi di dismissione di infrastrutture di trasporto siano limitati ai casi strettamente necessari;
  - ii. l'impresa maggiore di trasporto evidenzia l'opportunità che le informazioni di dettaglio di tali interventi di dismissione siano integrate nel Piano unico solo a decorrere dall'anno 2027, per consentire una maggiore visibilità sugli interventi che si potrebbero rendere necessari, prevedendo un set di informazioni semplificate per l'edizione 2025 del Piano unico;
  - iii. l'impresa maggiore di trasporto non ritiene opportuno includere nei Requisiti minimi norme di natura tariffaria, quali quelle proposte in consultazione sul riconoscimento dei costi di smantellamento;
  - iv. per le dismissioni connesse ad esigenze di sicurezza e/o per il rispetto di obblighi normativi, non si ritiene opportuno prevedere l'effettuazione di ACB, in analogia a quanto avviene per gli altri interventi sulla rete di trasporto;
- e) in materia di pianificazione in logica cross-settoriale:
- i. pur condividendo l'approccio, è emerso come sia fondamentale un bilanciamento tra i gestori di gas ed elettricità nel processo decisionale, per evitare squilibri tra i due settori; viene inoltre chiesto di specificare i criteri che dovrebbero guidare la valutazione dell'Autorità, e di individuare un soggetto terzo titolato ad assumere la decisione finale in merito, al fine di evitare potenziali conflitti di interesse o valutazioni autoreferenziali;
  - ii. l'impresa maggiore di trasporto auspica lo sviluppo di una metodologia dedicata per la definizione delle capacità di trasporto obiettivo, affiancata ad un sistema di incentivazione *output-based* per il raggiungimento di *target* di capacità individuati, tenendo conto delle specificità del sistema gas rispetto al sistema elettrico;
  - iii. l'impresa maggiore di trasporto propone inoltre che logiche di pianificazione cross-settoriali siano estese anche agli ambiti di accumulo dell'energia, valutando anche il ruolo delle infrastrutture di stoccaggio

- gas e idrogeno rispetto alle tecnologie di accumulo elettrico nel contesto energetico complessivo;
- iv. viene auspicato che, nelle more del recepimento dell'ordinamento italiano del Pacchetto decarbonizzazione, sia avviata una riflessione sulle possibili modalità di implementazione dell'approccio cross-settoriale secondo un percorso ordinato e graduale;
- f) in materia di criteri per l'analisi costi-benefici:
- i. è emersa una generale contrarietà alla revisione della categoria *B6 - Variazione delle esternalità negative legate alle emissioni di gas inquinanti non climalteranti*, ritenendo che gli investimenti nelle infrastrutture gas non siano incompatibili con la transizione energetica, purché *renewable ready*;
  - ii. anche la possibile eliminazione della categoria *B2m - Sostituzione di combustibili per metanizzazione di nuove aree* è stata ritenuta critica, poiché favorirebbe l'uso di combustibili più inquinanti e sarebbe in contrasto con il PNIEC, che prevede la metanizzazione della Sardegna;
  - iii. si chiede di adottare criteri di valutazione dei benefici degli interventi in linea con quelli del settore dell'idrogeno, piuttosto che del settore elettrico;
- g) in materia di obblighi di trasparenza, è emersa una generale condivisione circa l'idea di una rappresentazione sintetica e strutturata degli interventi, con formati standardizzati per agevolare la consultazione; si suggerisce di aggregare gli interventi di piccola entità per evitare un'eccessiva complessità documentale;
- h) in materia di monitoraggio dell'avanzamento del Piano:
- i. è emersa una generale condivisione circa l'introduzione di un Rapporto biennale di monitoraggio, con un intervallo di tempo di almeno due mesi tra l'invio delle informazioni all'impresa maggiore di trasporto da parte degli altri gestori di rete, e la pubblicazione del Rapporto;
  - ii. un soggetto propone che la pubblicazione del Rapporto di monitoraggio 2026 avvenga non prima del 31 luglio 2026.

**CONSIDERATO CHE, CON RIFERIMENTO AGLI OBBLIGHI IN MATERIA DI TRASPARENZA:**

- con deliberazione 88/2025/R/GAS, di valutazione dei Piani di sviluppo delle reti di trasporto del gas naturale 2023, l'Autorità ha ritenuto opportuno, anche tenuto conto delle osservazioni emerse in sede di consultazione, prevedere che i futuri Piani unici offrano maggiore trasparenza in merito ai cambiamenti introdotti rispetto ai Piani precedenti e ai profili temporali di spesa, e diano maggiore evidenza delle modalità di riconciliazione delle informazioni rispetto quelle eventualmente riscontrabili in altre pubblicazioni delle imprese di trasporto;
- con riferimento agli specifici interventi, le informazioni di dettaglio sono già raccolte in specifiche schede di intervento, secondo il *format* di cui alle Tabelle in Appendice ai Requisiti minimi;

- ai sensi dei Requisiti minimi (cfr. comma 2.1, lettera h), il Piano deve contenere una indicazione dell'ammontare di spesa di investimento complessivamente previsto nello scenario di Piano e della spesa prevista in ciascuno dei cinque anni successivi a quello di redazione del Piano, fornendo separata evidenza della spesa relativa a interventi di sviluppo, di quella relativa a interventi di rinnovo e di quella relativa a interventi di manutenzione o per la sicurezza della rete.

**CONSIDERATO CHE, CON RIFERIMENTO AGLI SCENARI PROPEDEUTICI PER L'ELABORAZIONE DEL PIANO:**

- con deliberazione 88/2025/R/GAS, l'Autorità ha inoltre ritenuto opportuno, vista la rilevanza degli scambi di gas naturale con Stati confinanti relativamente a specifici progetti, richiedere che i futuri Piani unici di trasporto del gas naturale forniscano la necessaria trasparenza sugli scambi attesi a ciascuna frontiera, in ciascuna condizione analizzata;
- il comma 4.1, lettera c), dei Requisiti minimi prevede che l'impresa maggiore di trasporto corredi il Piano con un documento recante la descrizione degli scenari di scambi di gas naturale con altri Paesi considerati nel Piano; tale documento è elaborato congiuntamente dall'impresa maggiore di trasporto del gas e dal gestore della rete di trasmissione nazionale dell'energia elettrica; la medesima disposizione è prevista dalla deliberazione 392/2024/R/COM, che ha riorganizzato le disposizioni in materia di scenari dei Piani di sviluppo energetici.

**CONSIDERATO CHE, CON RIFERIMENTO AGLI INTERVENTI DI SOSTITUZIONE E SICUREZZA:**

- nella deliberazione 88/2025/R/GAS, con riferimento al Piano di Snam Rete Gas S.p.A. l'Autorità ha richiesto che gli interventi di sostituzione e sicurezza con indice *Asset Health* (AHI) pari a 1 o 2 e con rilevanti spese di investimento (superiori alla soglia di assoggettabilità ad ACB degli interventi di sviluppo di rete nazionale), siano giustificati sulla base di specifici approfondimenti che ne evidenzino l'utilità per il sistema nell'ambito dei prossimi Piani;
- ai sensi del comma 7.1**bis** dei Requisiti minimi, in caso di interventi che prevedano la sostituzione, anche parziale, di tratti di rete in esercizio, devono essere tra l'altro fornite informazioni sulla motivazione dell'intervento di sostituzione, con indicazione degli esiti delle analisi sullo stato di salute delle infrastrutture derivanti dall'applicazione della metodologia *Asset Health*.

**RITENUTO CHE:**

- in relazione alle osservazioni formulate nella fase di consultazione:
  - a) in materia di responsabilità e coordinamento tra imprese di trasporto;
    - i. risulta condivisibile la distinzione tra le necessità di intervento a livello di sistema complessivo e quelle localizzate; per le prime, la

- responsabilità di individuare i fabbisogni infrastrutturali nonché di definire le linee di sviluppo della rete di trasporto possono essere attribuite all'impresa maggiore di trasporto; per i fabbisogni localizzati, invece, la responsabilità può essere mantenuta in capo ai singoli gestori;
- ii. sulla valutazione complessiva degli interventi proposti dalle imprese di trasporto, risulta opportuno chiarire che il ruolo dell'impresa maggiore di trasporto, come prospettato in sede di consultazione, sarebbe quello di esaminare gli interventi degli altri gestori, e indicare nel Piano eventuali interventi aggiuntivi che si rendono necessari, nonché eventuali sovrapposizioni o incoerenze tra gli interventi proposti; non vi sarebbe invece la possibilità per l'impresa maggiore di 'stralciare' dal Piano interventi proposti dagli altri gestori e, di conseguenza, non vi sarebbe la necessità di definire una specifica metodologia con cui l'impresa maggiore di trasporto possa valutare le proposte di sviluppo degli altri gestori di rete; nel Piano andrebbe in ogni caso riportato l'esito del coordinamento tra i gestori, evidenziando eventuali sovrapposizioni o criticità non già risolte in sede di coordinamento; la valutazione e risoluzione di tali criticità spetta, in ultima analisi, all'Autorità;
  - iii. risulta infine opportuno evidenziare come sarebbe attribuita in capo all'impresa maggiore di trasporto la responsabilità dell'elaborazione delle ACB per tutti gli interventi di sviluppo, sulla base dei Criteri applicativi ACB, tenendo anche conto delle informazioni fornite dagli altri gestori relativamente agli interventi di loro competenza, e delle rispettive specificità locali;
- b) in materia di tempistiche:
- i. a regime, risulta condivisibile la proposta di prevedere una finestra più ampia per il coordinamento tra gestori, ossia il periodo intercorrente tra l'invio all'impresa maggiore di trasporto delle informazioni sui progetti da parte di altri gestori e la finalizzazione del Piano stesso; tale termine può essere individuato al 30 ottobre degli anni pari, lasciando invariato il termine del 28 febbraio degli anni dispari per l'invio del Piano unico da parte dell'impresa maggiore di trasporto;
  - ii. il termine per l'invio delle informazioni sul monitoraggio all'impresa maggiore di trasporto da parte delle altre imprese di trasporto possa essere mantenuto al 31 gennaio di ciascun anno; negli anni dispari, tali informazioni sarebbero utilizzate per la predisposizione della corrispondente sezione del Piano dedicata al monitoraggio; negli anni pari, tali informazioni sarebbero invece utilizzate per la predisposizione dello specifico Rapporto di monitoraggio;
  - iii. ad oggi è già previsto che la fase di consultazione pubblica rimanga aperta per un periodo non inferiore a 45 giorni, tenendo conto della necessità, da un lato, di fornire un adeguato periodo di tempo ai soggetti interessati per formulare le proprie osservazioni, e dall'altro di concludere il processo di valutazione del Piano indicativamente entro la

- fine dell'anno; rimane comunque salva la possibilità per l'Autorità di prevedere una durata maggiore della fase di consultazione, anche in coerenza con la prassi per la consultazione del Piano di sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale;
- iv. possa essere previsto un termine non perentorio entro il quale l'Autorità fornisce la propria valutazione del Piano unico; in particolare, prevedere che, a partire dal 2027, tale procedimento si concluda, di norma, entro il 31 dicembre dell'anno di presentazione del Piano (negli anni dispari);
  - v. anche ai fini di una maggiore trasparenza sulle modalità di elaborazione dell'ACB da parte dell'impresa maggiore di trasporto rispetto ai progetti degli altri gestori, sia condivisibile la richiesta, emersa in consultazione, di mantenere la messa a disposizione del documento di Criteri applicativi dell'ACB prima del Piano; e che, poiché tale documento è altresì utile a individuare i dati propedeutici all'ACB che gli altri gestori devono fornire all'impresa maggiore di trasporto, sia opportuno che il termine della messa a disposizione del documento di Criteri applicativi dell'ACB sia antecedente al termine per l'invio all'impresa maggiore di trasporto delle informazioni sui progetti da parte di altri gestori;
  - vi. per l'invio del Piano 2025, tenuto conto che la scadenza del 31 luglio 2025 ipotizzata in sede di consultazione non risulta compatibile con le attività propedeutiche necessarie all'elaborazione del Piano da parte degli operatori, sia opportuno definire una scadenza successiva in modo tale da consentire agli operatori di disporre di un tempo sufficiente per svolgere il dovuto coordinamento preliminare, e all'Autorità di concludere il processo di valutazione (inclusa la fase di consultazione pubblica) entro la metà dell'anno 2026, in tempo utile per l'elaborazione dei Piani successivi;
- c) in materia di inclusione nel Piano di progetti di trasporto di promotori terzi e progetti di stoccaggio e rigassificazione del Gnl:
- i. sebbene risulti parzialmente condivisibile la proposta di includere informazioni dettagliate solo per quei progetti che abbiano già avviato l'iter autorizzativo, risulta d'altra parte necessario che il Piano unico sia per quanto possibile rappresentativo di tutti i progetti che hanno un impatto potenziale sul sistema del gas naturale, inclusi quelli ancora in fase di studio, valutazione, o pianificazione;
  - ii. possa essere valutato un diverso livello di informazioni minime tra i progetti non ancora in fase autorizzativa e quelli già in fase autorizzativa; in particolare, per quelli non ancora in fase autorizzativa possano essere previsti obblighi informativi meno stringenti, relativi esclusivamente alle caratteristiche generali di progetto e alle finalità dell'intervento; informazioni di natura sensibile, quali la stima dei costi, possono comunque essere fornite su base volontaria;
  - iii. in nessun caso l'impresa maggiore di trasporto può ritenersi responsabile della fornitura dei dati da parte dei promotori terzi, e della veridicità dei

dati comunicati; ciò comunque nel rispetto di generali obblighi di diligenza da parte dell'impresa maggiore di trasporto nelle procedure di richiesta e raccolta dei dati, e fatta salva la possibilità di una verifica successiva da parte dell'impresa maggiore stessa qualora dovessero risultare manifeste incongruenze nei dati forniti dai promotori terzi;

- d) in materia di inclusione nel Piano di interventi di dismissione:
- i. per l'edizione 2025 del Piano unico, informazioni quanto più possibili dettagliate sugli interventi di dismissione pianificati, ancorché di natura provvisoria e potenzialmente soggette a revisione nelle future edizioni del Piano, sono comunque utili ai fini di una valutazione complessiva di tali interventi;
  - ii. informazioni quali l'eventuale valore residuo dell'*asset* consentono di ottenere una panoramica degli impatti tariffari derivanti da tali interventi, ed è opportuno che siano comunque incluse nel Piano unico;
  - iii. le valutazioni circa i riflessi tariffari di determinati interventi di dismissione potranno, in esito a specifici approfondimenti dell'Autorità, essere declinate nei criteri di regolazione tariffaria specifici di settore; ciò comunque a condizione che nel Piano siano presenti gli elementi utili per le valutazioni di competenza dell'Autorità, analogamente a quanto avviene, a titolo esemplificativo, con gli indici per gli sviluppi di rete in aree non metanizzate; nel caso specifico, il Piano unico dovrebbe comunque includere, per gli interventi di dismissione, informazioni su eventuali interventi per nuova capacità di trasporto in corso di realizzazione, o realizzati negli ultimi dieci anni precedenti il Piano, sullo stesso percorso o su un percorso alternativo;
  - iv. risulta condivisibile la proposta di esentare dall'applicazione di ACB le dismissioni connesse ad esigenze di sicurezza, in analogia agli interventi di sviluppo strettamente correlati ad esigenze di sicurezza;
- e) in materia di pianificazione in logica cross-settoriale:
- i. la necessità di garantire un bilanciamento tra i gestori di gas ed elettricità nel processo di pianificazione dello sviluppo infrastrutturale richiederebbe un modello di ottimizzazione che consenta di confrontare i costi e i benefici, a livello di sistema energetico, di infrastrutture relative a vettori diversi, i cui elementi costitutivi, quali le funzioni obiettivo, i principali vincoli, e le infrastrutture da considerare, dovrebbero essere individuati da un soggetto indipendente rispetto ai gestori stessi;
  - ii. tale modello di pianificazione integrata dovrebbe altresì risultare coerente con gli obiettivi in materia energetica e ambientale definiti a livello sia nazionale che comunitario, e con la disciplina in materia di pianificazione integrata di cui al Pacchetto decarbonizzazione;
  - iii. lo sviluppo di tale modello richiede il coinvolgimento di numerosi soggetti, attraverso una approfondita fase di concertazione;



- iv. specifiche applicazioni di logiche di pianificazione cross-settoriale possano comunque essere previste nel caso di determinate tipologie di interventi, quali quelli per la metanizzazione di nuove aree (v. infra);
- f) in materia di criteri per l'analisi costi-benefici:
  - i. relativamente al beneficio *B6 - Variazione delle esternalità negative associate alle emissioni di gas inquinanti non climalteranti*, con la deliberazione 472/2024/R/EEL l'Autorità ha ritenuto opportuno prevedere la definizione degli impatti fisici (c.d. quantificazione) in termini di variazione delle emissioni di gas diverse da quelle climalteranti, ma non la relativa monetizzazione, poiché le tecniche di monetizzazione per questo tipo di beneficio continuano a essere oggetto di eccessive incertezze; pertanto, anche per coerenza negli approcci utilizzati nei settori di competenza dell'Autorità, tale scelta possa essere operata anche con riferimento al settore del gas naturale;
  - ii. la proposta di eliminazione del beneficio *B2m - Sostituzione di combustibili per metanizzazione di nuove aree* è stata formulata con l'intento primario di rispettare il principio di tutela ambientale, sancito anche dal decreto legislativo 93/11; ciò premesso, al fine di garantire un più concreto rispetto del principio di neutralità tecnologica, evitando al contempo potenziali effetti di cd. *lock-in* che la metanizzazione di nuove aree del Paese potrebbe comportare, possa essere previsto il mantenimento di tale beneficio, associato tuttavia all'obbligo di presentare un'analisi della convenienza dell'intervento di metanizzazione rispetto a possibili soluzioni alternative riconducibili ad altri vettori; ciò anche nella prospettiva di adozione di una metodologia *multi-energy* a livello di sistema che tenga in considerazione vettori alternativi per il soddisfacimento delle necessità energetiche, e che individui la soluzione ottimale tenendo conto delle interdipendenze e delle dinamiche evolutive del sistema, anche a valle del recepimento del nuovo Pacchetto decarbonizzazione;
  - iii. sia comunque opportuno confermare la proposta di applicare una clausola di salvaguardia per gli interventi non oggetto di valutazione critica nella deliberazione 88/2025/R/GAS di valutazione dei Piani di sviluppo delle reti di trasporto del gas naturale 2023;
- g) in materia di obblighi di trasparenza, emerge una generale condivisione della proposta dell'Autorità, anche ai fini di facilitare le valutazioni degli interventi;
- h) in materia di monitoraggio dell'avanzamento del Piano:
  - i. a regime, possano essere confermate le scadenze proposte in sede di consultazione per l'invio delle informazioni sul monitoraggio all'impresa maggiore di trasporto da parte delle altre imprese di trasporto (31 gennaio di ciascun anno) e per la predisposizione, da parte dell'impresa maggiore di trasporto, del Rapporto di monitoraggio (28 febbraio degli anni pari), e che negli anni dispari tale Rapporto sia parte integrante del Piano stesso;

- ii. non sussistano elementi specifici per prevedere una differente tempistica per la trasmissione del Rapporto di monitoraggio relativo all'anno 2026;
- relativamente agli obblighi in materia di trasparenza:
  - a) al fine di una maggiore trasparenza, le Tabelle in Appendice ai Requisiti minimi possano essere integrate e utilizzate anche per raccogliere, in forma sintetica e facilmente fruibile, i dati aggregati di Piano quali i profili temporali di spesa e i principali cambiamenti rispetto ai Piani precedenti, e che le suddette informazioni siano rese disponibili nell'ambito del Piano unico;
  - b) possa essere altresì prevista l'inclusione di una stima, a 5 e a 10 anni, degli impatti tariffari derivanti dalla realizzazione degli interventi inclusi nel Piano, tenendo conto delle previsioni circa la domanda e l'offerta di gas naturale, gli scambi con l'estero, e in generale dell'utilizzo delle infrastrutture di trasporto negli anni considerati;
  - c) le informazioni circa variazioni sulle tempistiche di realizzazione degli interventi e sui costi di investimento rispetto ai Piani precedenti siano in parte sovrapponibili a quelle già raccolte ai fini del monitoraggio; e che, tuttavia, nell'ambito del Rapporto di monitoraggio possano essere integrate informazioni sulle motivazioni di tali variazioni, con particolare riferimento agli incrementi dei costi di investimento e alle relative determinanti (es. incremento costi materie prime, varianti di progetto, ritardi);
  - d) le necessità di riconciliazione delle informazioni con altre pubblicazioni delle imprese di trasporto possono essere demandate a specifiche note di approfondimento da parte delle imprese di trasporto, che evidenzino, in termini generali, i motivi delle eventuali discrepanze (es. perimetro temporale o degli interventi, modalità di trattamento dei contributi);
- con riferimento agli scenari propedeutici per l'elaborazione dei Piani, ai fini della valutazione di specifici progetti, quali quelli finalizzati all'esportazione di gas naturale, risulti di particolare rilevanza disporre di assunzioni puntuali sugli scambi transfrontalieri di gas naturale, non solo in termini generali a livello di sistema ma anche relativamente alla specifica frontiera o punto di interconnessione; inoltre, laddove i diversi scenari mostrassero un'ampia variabilità nelle assunzioni sugli scambi transfrontalieri, le analisi costi-benefici di tali interventi dovrebbero essere corredate da specifiche analisi di sensitività rispetto ai flussi di gas naturale tra Paesi.

**RITENUTO PERTANTO OPPORTUNO:**

- in materia di responsabilità e coordinamento tra imprese di trasporto:
  - a) attribuire all'impresa maggiore di trasporto la responsabilità di individuare i fabbisogni infrastrutturali, nonché di definire le prime linee di sviluppo dell'intervento, per quanto riguarda le necessità a livello di sistema complessivo;
  - b) attribuire in capo ai singoli gestori tali responsabilità di individuare i fabbisogni infrastrutturali con riferimento ai fabbisogni localizzati sulle proprie reti;

- c) attribuire all'impresa maggiore di trasporto il ruolo di esaminare gli interventi degli altri gestori, segnalare eventuali interventi aggiuntivi che si rendono necessari, e indicare eventuali sovrapposizioni o incoerenze tra gli interventi proposti;
- d) prevedere una fase di coordinamento e concertazione tra gestori, della durata di circa 120 giorni, intercorrente tra l'invio da parte dei gestori all'impresa maggiore di trasporto delle informazioni sugli interventi che prevedono di realizzare, incluse le informazioni rilevanti ai fini del calcolo dell'ACB, e la pubblicazione del Piano;
- e) attribuire all'impresa maggiore di trasporto la responsabilità di elaborare le ACB di tutti gli interventi di sviluppo sulla base dei Criteri applicativi ACB, tenendo anche conto delle informazioni fornite dagli altri gestori relativamente agli interventi di loro competenza, e delle rispettive specificità locali;
- f) prevedere che nel Piano sia riportato l'esito di tale fase di coordinamento, evidenziando eventuali sovrapposizioni o criticità se non già risolte;
- in materia di tempistiche:
  - a) stabilire il termine del 28 febbraio degli anni dispari per l'invio all'Autorità e al Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica del Piano unico da parte dell'impresa maggiore di trasporto;
  - b) stabilire il termine del 28 febbraio degli anni pari per l'invio all'Autorità e la pubblicazione del Rapporto di monitoraggio degli interventi di sviluppo, prevedendo che negli anni dispari tale Rapporto sia parte integrante del Piano stesso;
  - c) prevedere che i gestori provvedano a inviare all'impresa maggiore di trasporto:
    - i. le informazioni sugli interventi che prevedono di realizzare, incluse le informazioni rilevanti ai fini del calcolo dell'ACB, entro il 31 ottobre di ciascun anno pari;
    - ii. le informazioni sul monitoraggio degli interventi previsti nei Piani precedenti realizzati o in corso di realizzazione entro il 31 gennaio di ciascun anno;
  - d) fissare il termine del 30 settembre per la pubblicazione, da parte dell'impresa maggiore di trasporto, del documento relativo ai Criteri applicativi ACB;
  - e) prevedere che, a partire dal 2027, l'Autorità esprima la propria valutazione sul Piano, di norma, entro il 31 dicembre di ciascun anno dispari;
  - f) con riferimento al Piano per l'anno 2025, prevedere che:
    - i. i gestori trasmettano all'impresa maggiore di trasporto le informazioni sugli interventi entro il 15 luglio 2025;
    - ii. il Piano sia inviato all'Autorità e al Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica dall'impresa maggiore di trasporto entro il 15 ottobre 2025, in una logica di maggiore ampiezza delle tempistiche per la prima applicazione della nuova disciplina rispetto a quanto indicato nel documento per la consultazione;
- in materia di contenuti del Piano:

- a) prevedere che l'impresa maggiore di trasporto raccolga e renda disponibili informazioni circa progetti di trasporto di promotori diversi dalle imprese di trasporto e progetti di stoccaggio e rigassificazione del Gnl, con un diverso grado di dettaglio tra quelli non ancora in fase autorizzativa e quelli già in fase autorizzativa; e che la suddetta impresa individui altresì le eventuali infrastrutture che si rendono necessarie a seguito della realizzazione di tali progetti terzi, con riferimento sia alle infrastrutture la cui realizzazione è condizione necessaria per lo sviluppo di specifiche iniziative (es. allacciamenti), sia alle eventuali infrastrutture che, pur portando benefici più generali al sistema, sono comunque realizzate in conseguenza di tali iniziative, prevedendo che le valutazioni dei benefici di tali interventi siano presentate nelle varianti "con" e "senza" il progetto terzo;
  - b) rendere disponibili informazioni circa gli interventi programmati di dismissione di infrastrutture esistenti, anche nel caso in cui la finalità sia la riconversione per altri utilizzi, con informazioni su tempistiche, costi di dismissione, eventuale valore residuo degli *asset*, effetti sulla sicurezza del sistema gas, e indicazione di eventuali interventi per nuova capacità di trasporto in corso di realizzazione o realizzati negli ultimi dieci anni precedenti il Piano sullo stesso percorso o su un percorso alternativo;
  - c) integrare le disposizioni in materia di trasparenza per rendere disponibile, in formato tabellare elaborabile, sia una sintesi di tutti gli interventi, con la possibilità di aggregare quelli di minore entità per tipologie omogenee, sia informazioni più dettagliate circa la spesa complessiva di Piano;
  - d) rendere disponibile una stima, a 5 e a 10 anni, degli impatti tariffari derivanti dalla realizzazione degli interventi inclusi nel Piano, tenendo conto delle previsioni circa la domanda e l'offerta di gas naturale, gli scambi con l'estero, e l'utilizzo delle infrastrutture di trasporto;
- in materia di analisi costi-benefici:
    - a) assoggettare a specifiche ACB anche gli interventi di dismissione, ad eccezione di quelli motivati da ragioni di sicurezza, tenuto conto delle medesime soglie di costo di investimento previste per gli altri interventi;
    - b) prevedere che gli interventi di sostituzione e sicurezza con indice *Asset Health* (AHI) pari a 1 o 2, superiori alla soglia di assoggettabilità ad ACB degli interventi di sviluppo di rete nazionale, siano giustificati sulla base di specifici approfondimenti che ne evidenzino l'utilità per il sistema;
    - c) prevedere che, per gli interventi per la metanizzazione di nuove aree, i gestori presentino un'analisi della convenienza dell'intervento di metanizzazione rispetto a possibili soluzioni alternative riconducibili ad altri vettori energetici;
    - d) prevedere che, anche per ragioni di coerenza degli approcci utilizzati nei settori di competenza dell'Autorità, la variazione delle esternalità negative associate alle emissioni di gas inquinanti non climalteranti (in precedenza beneficio B6) sia trattato come indicatore quantitativo di impatto *I6 - Variazione delle emissioni di gas inquinanti non climalteranti*, senza monetizzazione;

- e) prevedere che, in relazione all'analisi della convenienza di un intervento di metanizzazione rispetto ad altri vettori energetici, introdotta per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto in aree di nuova metanizzazione, e all'eliminazione del beneficio B6, sia comunque opportuna l'adozione di una clausola di salvaguardia per gli interventi non oggetto di valutazione critica nella deliberazione 88/2025/R/GAS di valutazione dei Piani di sviluppo delle reti di trasporto del gas naturale 2023;
- in materia di trasparenza sui flussi attesi di importazione e di esportazione di gas naturale:
  - a) esplicitare ulteriormente, mediante un aggiornamento dei requisiti degli scenari per i piani di sviluppo definiti dalla deliberazione 392/2024/R/COM, che i flussi attesi di gas naturale siano da presentare rispetto a ciascun Paese estero e, quando possibile/applicabile, rispetto a ciascun punto di interconnessione, per ciascuno scenario e anno studio analizzato;
  - b) in linea con quanto indicato nelle premesse della deliberazione 88/2025/R/GAS, prevedere che l'informazione di cui al punto precedente sia resa disponibile già a decorrere dall'edizione 2025 del Piano.

**RITENUTO INFINE OPPORTUNO:**

- razionalizzare le disposizioni che regolano le modalità di redazione e consultazione del Piano di cui alla deliberazione 468/2018/R/GAS, prevedendo che tali disposizioni siano complessivamente integrate nell'ambito dei "*Criteria per la predisposizione e la consultazione del Piano unico decennale di sviluppo della rete di trasporto del gas e Requisiti minimi per l'analisi costi-benefici degli interventi*" approvati con il presente provvedimento, che sostituiscono l'Allegato A alla medesima deliberazione 468/2018/R/GAS;
- di conseguenza, modificare la deliberazione 468/2018/R/GAS abrogando gli aspetti di natura procedurale relativi al coordinamento tra imprese di trasporto, alle modalità di messa a disposizione dei documenti propedeutici al Piano, alle modalità di consultazione pubblica del Piano, nonché in materia di proposta di criteri applicativi dell'analisi costi-benefici;
- rimandare a valle di specifici approfondimenti l'eventuale introduzione di logiche di pianificazione cross-settoriale di carattere generale, anche in esito al recepimento del Pacchetto decarbonizzazione, assicurando il coinvolgimento e la partecipazione di tutti i soggetti rilevanti nei settori elettrico e gas

**DELIBERA**

1. di approvare i "*Criteria per la predisposizione e la consultazione del Piano unico decennale di sviluppo della rete di trasporto del gas e requisiti minimi per l'analisi costi-benefici degli interventi*", di cui all'Allegato A al presente provvedimento, di cui

- costituisce parte integrante e sostanziale, e che sostituisce l'Allegato A alla deliberazione 468/2018/R/GAS;
2. di modificare la deliberazione 468/2018/R/GAS come segue:
    - a. all'Articolo 1, comma 3, le parole "Requisiti minimi per la predisposizione dei Piani decennali di sviluppo della rete di trasporto del gas e per l'analisi costi-benefici degli interventi" sono sostituite dalle seguenti parole "Criteri per la predisposizione e la consultazione del Piano unico decennale di sviluppo della rete di trasporto del gas e requisiti minimi per l'analisi costi-benefici degli interventi";
    - b. all'Articolo 3, comma 1, le parole "i requisiti minimi di cui all'Allegato A al presente provvedimento" sono sostituite dalle seguenti parole "i requisiti minimi definiti dall'Autorità *pro tempore* vigenti";
    - c. all'Articolo 3, dopo il comma 1, è inserito il seguente comma:  
"3.2 A decorrere dall'anno 2025, l'impresa maggiore di trasporto predispone, ai sensi dell'articolo 16 del decreto legislativo 93/11, un Piano decennale che soddisfa i requisiti minimi di cui all'Allegato A al presente provvedimento.";
    - d. abrogare l'Articolo 4 in materia di modalità di consultazione pubblica del Piano, l'Articolo 5 in materia di aspetti di natura procedurale relativi al coordinamento tra imprese di trasporto, e l'Articolo 6 in materia di modalità di messa a disposizione dei documenti propedeutici al Piano, i commi 1, 2, 3 e 4 dell'Articolo 8 in materia di proposta di criteri applicativi dell'analisi costi-benefici;
  3. di prevedere che, relativamente agli interventi non oggetto di valutazione critica nella deliberazione 88/2025/R/GAS di valutazione dei Piani di sviluppo delle reti di trasporto del gas naturale 2023:
    - a. non sia richiesta l'analisi della convenienza dell'intervento di metanizzazione di cui al comma 9.3, lettera d), dell'Allegato A al presente provvedimento;
    - b. sia possibile continuare a valorizzare il beneficio B6 - Variazione delle esternalità negative associate alle emissioni di gas inquinanti non climalteranti, riconducibile alla variazione delle emissioni di gas inquinanti di tipo locale (SOx, NOx, PM, ecc.);
  4. di modificare l'articolo 2, lettera e), della deliberazione 392/2024/R/COM sostituendo le parole "scambi di gas naturale con altri Paesi" con le parole "esportazioni e importazioni di gas naturale per ciascuno degli altri Paesi o per ciascun punto di interconnessione";
  5. di prevedere, con riferimento al Piano per l'anno 2025, che:
    - a. la scadenza di cui al comma 2.2 dell'Allegato A per la messa a disposizione, da parte dell'impresa maggiore di trasporto, dell'appendice informativa del documento di Criteri applicativi dell'analisi costi-benefici, sia fissata al 15 giugno 2025;



- b. la scadenza di cui al comma 2.3 dell'Allegato A per la trasmissione da parte dei gestori delle informazioni sugli interventi all'impresa maggiore di trasporto sia fissata al 15 luglio 2025;
  - c. la scadenza di cui al comma 2.4 dell'Allegato A per la trasmissione del Piano da parte dell'impresa maggiore di trasporto sia fissata al 15 ottobre 2025;
  - d. il Piano unico espliciti i flussi attesi di gas naturale almeno con ciascuna nazione confinante in ciascuna direzione, per ciascun anno studio e per ciascuno scenario e che espliciti quali interventi pianificati sono inclusi nella rete base (c.d. controfattuale) per l'applicazione delle analisi costi benefici;
6. di pubblicare il presente provvedimento, la deliberazione 468/2018/R/GAS e il relativo Allegato A, e la deliberazione 392/2024/R/COM, come modificate dal presente provvedimento, sul sito internet dell'Autorità [www.arera.it](http://www.arera.it).

15 aprile 2025

IL PRESIDENTE  
*Stefano Besseghini*