

DELIBERAZIONE 11 MARZO 2025

88/2025/R/GAS

VALUTAZIONE DEI PIANI DECENNALI DI SVILUPPO DELLE RETI DI TRASPORTO DEL GAS NATURALE 2023

L'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA RETI E AMBIENTE

Nella 1331^a riunione dell'11 marzo 2025

VISTI:

- il regolamento (CE) 715/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009 (di seguito: regolamento (CE) 715/2009);
- il regolamento (UE) 460/2017 della Commissione, del 16 marzo 2017, che istituisce un Codice di rete relativo a strutture tariffarie armonizzate per il trasporto del gas;
- 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 (di seguito: ACER), ed abroga il regolamento (CE) 713/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009;
- 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) n. 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*;
- 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;

- 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;
- 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);
- la legge 29 luglio 2015, n. 115 e s.m.i.;
- il decreto-legge 16 luglio 2020, n. 76 come convertito, con modificazioni, con legge 11 settembre 2020, n. 120 (di seguito: decreto-legge 76/20);
- il decreto-legge 31 maggio 2021, n. 77, come convertito con legge 29 luglio 2021, n. 108 (di seguito: decreto-legge 77/21);
- il decreto-legge 17 maggio 2022, n. 50, come convertito con modificazioni con legge 15 luglio 2022, n. 91 (di seguito: decreto-legge 50/22);
- il decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210;
- il decreto-legge 1 marzo 2022, n. 17 come convertito, con modificazioni, con legge 17 aprile 2022, n. 34;
- la legge 30 dicembre 2023, n. 214 (di seguito: legge 214/23);
- il decreto del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato 22 dicembre 2000, di individuazione dell'ambito della Rete Nazionale di Gasdotti, da ultimo aggiornata con decreto direttoriale del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica 26 maggio 2023;
- il decreto del Ministro delle Attività Produttive 29 settembre 2005, di individuazione dell'ambito della Rete di Trasporto Regionale, da ultimo aggiornata con decreto direttoriale del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica 25 maggio 2023;
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro per i Rapporti con le Regioni e la Coesione Territoriale del 12 novembre 2011, n. 226 (di seguito: decreto 226/11);
- il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 29 marzo 2022 (di seguito: DPCM 29 marzo 2022);
- il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima, trasmesso alla Commissione Europea, di giugno 2024, pubblicato sul sito *internet* del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (di seguito: PNIEC 2024);
- il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza approvato il 13 luglio 2021;
- la deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 24 marzo 2016, 137/2016/R/COM, e il relativo Allegato A e s.m.i. (TIUC);
- la deliberazione dell'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 5 luglio 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 4 giugno 2019, 225/2019/R/GAS, di ripartizione dei costi di investimento per il progetto *Melita Transgas pipeline*;
- 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 30 luglio 2019, 335/2019/R/GAS;
- la deliberazione dell’Autorità 27 dicembre 2019, 570/2019/R/GAS e il relativo Allegato A (RTDG);
- la deliberazione dell’Autorità 15 dicembre 2020, 539/2020/R/GAS (di seguito: deliberazione 539/2020/R/GAS);
- la deliberazione dell’Autorità 3 maggio 2022, 195/2022/R/GAS (di seguito: deliberazione 195/2022/R/GAS);
- la deliberazione dell’Autorità 28 giugno 2022, 279/2022/R/COM (di seguito: deliberazione 279/2022/R/COM);
- la deliberazione dell’Autorità 4 ottobre 2022, 470/2022/R/GAS (di seguito: deliberazione 470/2022/R/GAS);
- la deliberazione dell’Autorità 25 ottobre 2022, 528/2022/R/GAS;
- la deliberazione dell’Autorità 2 novembre 2022, 548/2022/R/GAS;
- la deliberazione dell’Autorità 20 dicembre 2022, 696/2022/R/GAS (di seguito: deliberazione 696/2022/R/GAS) di valutazione dei piani di sviluppo 2021 e 2022;
- la deliberazione dell’Autorità 29 dicembre 2022, 737/2022/R/GAS e il relativo Allegato A (aggiornamento infra-periodo RTDG);
- la deliberazione dell’Autorità 21 marzo 2023, 108/2023/R/GAS (di seguito: deliberazione 108/2023/R/GAS) di valutazione urgente dell’intervento c.d. Linea Adriatica;
- la deliberazione dell’Autorità 28 marzo 2023, 122/2023/R/GAS (di seguito: deliberazione 122/2023/R/GAS);
- la deliberazione dell’Autorità 4 aprile 2023, 139/2023/R/GAS, e il relativo Allegato A (di seguito: RTTG 2024-2027);
- la deliberazione dell’Autorità 23 maggio 2023, 220/2023/R/GAS (di seguito: deliberazione 220/2023/R/GAS);
- la deliberazione dell’Autorità 3 ottobre 2023, 438/2023/R/GAS (di seguito: deliberazione 438/2023/R/GAS);
- la deliberazione dell’Autorità 26 ottobre 2023, 488/2023/R/GAS, di ripartizione dei costi di investimento per il progetto *EastMed pipeline*;
- 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 per l’ACB;
- la deliberazione dell’Autorità 30 gennaio 2024, 23/2024/R/COM (di seguito: deliberazione 23/2024/R/COM);

- la deliberazione dell’Autorità 1 ottobre 2024, 392/2024/R/COM (di seguito: deliberazione 392/2024/R/COM);
- la determinazione del Direttore della Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling* dell’Autorità 18 febbraio 2021, 1/2021;
- la determinazione del Direttore della Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling* dell’Autorità 1 aprile 2022, 3/2022 ed il relativo Allegato A;
- la determinazione del Direttore della Direzione Infrastrutture Energia dell’Autorità 11 ottobre 2024, 5/2024 (di seguito: determinazione DINE 5/2024), e il relativo Allegato A;
- il documento per la consultazione dell’Autorità 3 dicembre 2024, 522/2024/R/GAS (di seguito: documento per la consultazione 522/2024/R/GAS);
- il rapporto di scenari per il *Ten Year Network Development Plan* (di seguito: TYNDP) 2022 predisposto da ENTSO-E e ENTSG;
- l’opinione di ACER 06/2022 del 15 luglio 2022 sugli elementi chiave degli scenari di ENTSO-E e ENTSG per il TYNDP 2022 (di seguito: Opinione 06/2022);
- il *TYNDP Scenario Report* 2024, di maggio 2024, redatto congiuntamente da ENTSG e ENTSO-E;
- l’opinione ACER 5/2024 del 30 settembre 2024 sulla conformità del *TYNDP Scenario Report* 2024 di ENTSG e ENTSO-E con le Linee Guida ACER;
- la lista aggiornata di progetti per il TYNDP 2024, pubblicata da ENTSG il 18 giugno 2024 (di seguito: *draft* TYNDP 2024);
- il Piano decennale di sviluppo delle reti di trasporto del gas naturale (di seguito: Piano), relativo al 2023, trasmesso dai seguenti gestori del sistema di trasporto: Consorzio della Media Valtellina per il Trasporto del Gas, Energie Rete Gas S.r.l., Enura S.p.A., Gasdotti Alpini S.r.l., Infrastrutture Trasporto Gas S.p.A., Metanodotto Alpino S.r.l., Retragas S.r.l., Società Gasdotti Italia S.p.A., Snam Rete Gas S.p.A., nonché il documento di coordinamento relativo ai Piani 2023;
- i documenti propedeutici ai Piani 2023, quali:
 - il documento recante i “Criteri applicativi dell’Analisi Costi Benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto” (di seguito: Criteri applicativi dell’ACB), come approvato dall’Autorità con deliberazione 532/2023/R/GAS e aggiornato da Snam Rete Gas S.p.A. (di seguito: Snam Rete Gas) ai sensi del punto 3 della medesima deliberazione;
 - il Documento di descrizione degli scenari predisposto da Snam Rete Gas e Terna S.p.A. (di seguito: Terna) e pubblicato a luglio 2022;
 - il Documento di descrizione degli scenari applicati nei Piani 2023, predisposto da Snam Rete Gas e pubblicato a settembre 2023;
- le risultanze del processo di consultazione pubblica sui Piani 2023 e della relativa sessione pubblica di discussione svoltasi in data 11 luglio 2024, come disponibili sul sito *internet* dell’Autorità;
- le verifiche degli esperti indipendenti su alcuni interventi dei Piani 2023 e dei Piani 2022;

- le comunicazioni di risultanze istruttorie del Direttore della Direzione Infrastrutture Energia ai gestori della rete di trasporto del 14 febbraio 2025;
- lo studio di RSE “Approvvigionamento energetico della Regione Sardegna (anni 2020-2040)” reso pubblico in data 10 agosto 2020, e gli approfondimenti sulle modalità di trasporto del GNL/gas naturale all’interno della Sardegna resi pubblici in data 23 luglio 2021 (di seguito: studio RSE).

CONSIDERATO CHE, CON RIFERIMENTO AL QUADRO NORMATIVO:

- il regolamento (UE) 2024/1789 (in precedenza, il regolamento (CE) 715/2009) 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 la scelta degli investimenti individuati nei Piani sia effettuata 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 e all'Autorità;
- ai sensi dell'articolo 16, comma 3, del decreto legislativo 93/11, il Piano deve:
 - a) contenere una descrizione di dettaglio delle caratteristiche della rete di trasporto, delle aree in cui la stessa è funzionalmente articolata, nonché delle criticità e delle congestioni presenti o attese;
 - b) indicare ai partecipanti al mercato le principali infrastrutture di trasporto da costruire o potenziare nell'arco dei dieci anni successivi;
 - c) contenere tutti gli investimenti già decisi ed individuare, motivandone la scelta, i nuovi investimenti da realizzare nel triennio successivo, anche ai fini di consentire il superamento delle criticità presenti o attese;
 - d) indicare, per tutti i progetti di investimento, la data prevista di realizzazione;
- ai sensi dell'articolo 16, comma 4, del decreto legislativo 93/11, nell'elaborare il Piano l'impresa maggiore di trasporto procede a una stima ragionevole dell'evoluzione in termini di produzione, fornitura, consumo e scambi di gas naturale con altri Paesi, tenendo conto dei piani di investimento per le reti degli altri Paesi, nonché dei piani di investimento per lo stoccaggio e per i terminali di rigassificazione del Gnl;
- ai sensi dell'articolo 16, comma 6bis, del decreto legislativo 93/11, l'Autorità:
 - a) valuta se il Piano contenga tutti i fabbisogni in materia di investimenti individuati nel corso della procedura consultiva;
 - b) verifica la coerenza del Piano con il piano decennale non vincolante di sviluppo della rete a livello europeo (TYNDP), di cui all'articolo 8, paragrafo 3, lettera b), del regolamento (CE) 715/2009;
 - c) ha il potere di richiedere modifiche al Piano;
- ai sensi del richiamato articolo 16 del decreto legislativo 93/11, l'Autorità ha anche il compito di monitorare l'attuazione del Piano (rif. comma 7) e può imporre all'impresa maggiore di trasporto la realizzazione di un determinato investimento entro un certo termine in caso di ritardo e/o inerzia a essa imputabile, o nel caso in cui la mancata realizzazione dell'investimento costituisca ostacolo all'accesso al sistema o allo sviluppo concorrenziale del mercato del gas naturale (rif. comma 8);
- 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; in particolare, la legge 214/23 ha introdotto l'obbligo per l'impresa maggiore di trasporto di trasmettere ogni due anni, anche tenendo conto degli interventi degli altri gestori della rete, un unico Piano, in luogo della trasmissione annuale di singoli Piani precedentemente prevista (modifiche ai commi 2, 4, 6bis e 8 dell'articolo 16 decreto legislativo 93/11); ciò ha conseguentemente fatto venir meno il previgente obbligo per i gestori di inviare all'Autorità, entro il 31 gennaio 2024, il proprio Piano per l'anno 2024;
- per effetto della suddetta legge e delle deliberazioni 532/2023/R/GAS e 23/2024/R/COM, i Piani oggetto del presente provvedimento sono i Piani 2023, trasmessi all'Autorità dai singoli gestori (nel quadro normativo previgente le

modifiche introdotte dalla legge 214/23) entro il 31 dicembre 2023, e integrati con Analisi Costi-Benefici (ACB) entro il 31 gennaio 2024;

- successivamente alla presentazione dei Piani da parte delle imprese di trasporto, 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, pertanto né i Piani né la valutazione dell'Autorità tengono conto di tali disposizioni;
- con il documento per la consultazione 522/2024/R/GAS, l'Autorità ha proposto gli orientamenti per l'aggiornamento delle disposizioni sul Piano unico di sviluppo della rete di trasporto del gas, 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; tali disposizioni aggiornate troverebbero applicazione a decorrere dai Piani 2025 (il cui termine per l'invio, secondo la proposta dell'Autorità, sarebbe spostato al 31 luglio 2025); il processo di valutazione dei Piani 2023 è reso pertanto ai sensi delle disposizioni previgenti le modifiche al decreto legislativo 93/11 disposte dalla legge 214/23;
- alla luce dell'attuale contesto normativo, esiste una significativa relazione tra le valutazioni in materia di investimenti svolte ai sensi dell'articolo 16 del decreto legislativo 93/11, finalizzate ad identificare le scelte di sviluppo e adeguamento delle reti di trasporto, e i criteri di individuazione del perimetro della rete nazionale e regionale di gasdotti ai sensi del decreto legislativo 164/00; in particolare, la valutazione dei Piani ha la finalità di identificare le scelte impegnative per le imprese di trasporto, relative allo sviluppo e all'adeguamento delle proprie reti, rispetto alle quali l'aggiornamento del perimetro delle reti di trasporto assume la funzione di cristallizzare il perimetro delle infrastrutture realizzate, o comunque in fase di realizzazione;
- in assenza della predetta valutazione dell'Autorità, quindi, nessun affidamento può essere ragionevolmente riposto da un'impresa di trasporto sull'integrale riconoscimento tariffario di investimenti che non soddisfino i criteri tariffari di efficienza e di economicità sopra indicati; eventuali autorizzazioni alla realizzazione di un'infrastruttura di rete ricevute da altre amministrazioni dello Stato rispondono evidentemente a esigenze specifiche, alla cui tutela quelle amministrazioni sono preposte; le valutazioni relative alla riconoscibilità tariffaria dell'investimento competono esclusivamente all'Autorità, alla luce dei criteri di efficienza e di economicità dalla stessa declinati.

CONSIDERATO CHE, CON RIFERIMENTO AL QUADRO REGOLATORIO RELATIVO AI PIANI:

- con le deliberazioni 654/2017/R/EEL e 689/2017/R/GAS, l’Autorità ha disposto che le società Terna e Snam Rete Gas predispongano scenari coordinati per i Piani; con la deliberazione 392/2024/R/COM, l’Autorità ha aggiornato le disposizioni in materia di scenari, prevedendo in particolare una nuova scadenza per le edizioni dei documenti di descrizione degli scenari, una nuova attività di raccolta di informazioni da parte degli utenti attuali e potenziali delle reti, e un processo per una discussione di lunghissimo termine sull’evoluzione 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 coerenza con i Requisiti minimi, sono sottoposti ad ACB gli investimenti di sviluppo, sostituzione o mantenimento di costo superiore a 25 milioni di euro per gli interventi sulla rete nazionale, e a 5 milioni di euro per la rete regionale; restano esclusi dall’ambito di applicazione della ACB gli interventi che l’impresa di trasporto è tenuta a realizzare ai sensi di legge, quali gli allacciamenti e gli interventi finalizzati a garantire l’esercizio in sicurezza della rete di trasporto del gas;
- 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 539/2020/R/GAS, l’Autorità ha espresso le proprie valutazioni sui Piani 2019 e 2020, in parte richiamate nel seguito delle presenti premesse;
- con la deliberazione 470/2022/R/GAS, l’Autorità ha avviato un procedimento di carattere generale volto a modificare le disposizioni della deliberazione 468/2018/R/GAS e i Requisiti minimi sia dal punto di vista sostanziale, in materia di coordinamento tra imprese di trasporto e di distribuzione, sia dal punto di vista procedurale in materia di criteri di valutazione dei Piani; inoltre, con la medesima deliberazione, è stato posticipato al 31 dicembre 2023 il termine entro il quale i gestori delle reti di trasporto devono trasmettere all’Autorità i Piani 2023;
- il procedimento avviato con la deliberazione 470/2022/R/GAS si è concluso con l’adozione della deliberazione 122/2023/R/GAS che 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 deliberazione 696/2022/R/GAS, l'Autorità ha espresso le proprie valutazioni sui Piani 2021 e 2022, richiamate nel seguito delle presenti premesse;
 - con la deliberazione 108/2023/R/GAS, l'Autorità ha valutato positivamente l'intervento di sviluppo "Potenziamento per nuove importazioni da Sud" (c.d. "Linea Adriatica");
 - con la delibera 220/2023/R/GAS, l'Autorità ha adottato disposizioni in materia di ottimizzazione delle connessioni di biometano e di semplificazione delle direttive connessioni, disponendo altresì modifiche ai Requisiti minimi prevedendo che l'impresa maggiore di trasporto alleggi al Piano di sviluppo le schede tecniche relative agli allacciamenti degli impianti di biometano, contenenti una rappresentazione delle caratteristiche tecniche ed economiche di ciascun intervento di allacciamento;
 - con la delibera 532/2023/R/GAS l'Autorità ha approvato la revisione dei Criteri applicativi dell'ACB proposta da Snam Rete Gas 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;
 - con la RTTG 2024-2027 l'Autorità ha confermato le disposizioni regolatorie che prevedono un coordinamento tra la regolazione tariffaria e le valutazioni dei Piani di sviluppo; in particolare, la RTTG 2024-2027 prevede:
 - a) il riconoscimento in tariffa dei costi relativi agli investimenti a condizione che questi siano compatibili con l'efficienza e la sicurezza del sistema e realizzati secondo criteri di economicità;
 - b) che, ai fini del riconoscimento tariffario, gli investimenti siano inclusi nei Piani approvati dall'Autorità;
 - c) il riconoscimento dei costi di capitale nei limiti dei benefici quantificabili e monetizzabili nei casi in cui risultino, in esito alle valutazioni di Piano, benefici inferiori ai costi;
 - d) che gli interventi di sviluppo della rete di trasporto in aree di nuova metanizzazione debbano sottostare alle condizioni minime di cui ai Requisiti minimi di Piano, incluso il rispetto degli indici di capacità e di costo massimo ammesso tariffariamente;
 - con la medesima RTTG 2024-2027, l'Autorità ha altresì definito il meccanismo di incentivo per il funzionamento delle centrali *dual fuel*;
 - 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.

CONSIDERATO CHE, CON SPECIFICO RIFERIMENTO AL QUADRO NORMATIVO E REGOLATORIO RELATIVO ALLO SVILUPPO INFRASTRUTTURALE NELLA REGIONE SARDEGNA:

- l'articolo 60, comma 6, del decreto-legge 76/20, recante misure urgenti per la semplificazione e l'innovazione digitale, ha stabilito che, per consentire l'approvvigionamento di energia alla regione Sardegna a prezzi sostenibili e in linea con quelli del resto d'Italia, *“è considerato parte della rete nazionale di trasporto, anche ai fini tariffari, l'insieme delle infrastrutture di trasporto e rigassificazione di gas naturale liquefatto necessarie al fine di garantire la fornitura di gas naturale mediante navi spola a partire da terminali di rigassificazione italiani regolati e loro eventuali potenziamenti fino ai terminali di rigassificazione da realizzare nella regione stessa”*;
- l'articolo 31, comma 3, del decreto-legge 77/21, dispone che, al fine di realizzare il rilancio delle attività produttive nella regione Sardegna, con decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri, su proposta del Ministro della Transizione Ecologica, di concerto con il Ministro dello Sviluppo Economico e il Ministro delle Infrastrutture e della Mobilità sostenibili, sono individuate le opere e le infrastrutture necessarie al *phase-out* dell'utilizzo del carbone in Sardegna;
- con DPCM 29 marzo 2022 sono state individuate le opere e le infrastrutture necessarie al *phase-out* dell'utilizzo del carbone in Sardegna e alla decarbonizzazione dei settori industriali dell'Isola, nonché funzionali alla transizione energetica verso la decarbonizzazione delle attività produttive, prevedendo, tra l'altro, che la rete nazionale di trasporto del gas sia estesa, anche ai fini tariffari, alla Sardegna attraverso il Collegamento Virtuale (*virtual pipeline*), quale sistema operato dal gestore della rete nazionale per il trasporto di gas naturale in Sardegna;
- ai sensi del medesimo DPCM 29 marzo 2022, il gestore della rete nazionale per il trasporto di gas è tenuto a: a) avviare la progettazione della configurazione del Collegamento Virtuale (rif. comma 2.6 del DPCM 29 marzo 2022); b) avviare le attività propedeutiche alla realizzazione delle infrastrutture relative al Collegamento Virtuale (rif. comma 2.7 del DPCM 29 marzo 2022);
- con la deliberazione 539/2020/R/GAS, di valutazione dei Piani 2019 e 2020, l'Autorità ha dato conto degli esiti dello Studio RSE sull'approvvigionamento energetico della regione Sardegna, dal quale si evince in particolare che lo sviluppo della dorsale di trasporto gas in Sardegna risulti efficiente solo con livelli di domanda difficilmente raggiungibili negli scenari considerati e che, in ogni caso, lo sviluppo della rete di trasporto gas in Sardegna dovrà essere coerente con la configurazione infrastrutturale e gestionale della catena di approvvigionamento del gas sull'Isola, come prevista dall'articolo 60, comma 6, del decreto-legge 76/20;
- con la deliberazione 279/2022/R/COM, l'Autorità ha avviato un procedimento per definire il quadro regolatorio applicabile alle infrastrutture individuate dal DPCM 29

marzo 2022 in materia di opere e infrastrutture necessarie al *phase-out* dell'utilizzo del carbone in Sardegna; nell'ambito di tale procedimento, si sono resi necessari supplementi d'istruttoria (dovuti in particolare ai profili di criticità riscontrati sugli scenari energetici elaborati congiuntamente da Snam Rete Gas e Terna per la Sardegna e sulle conseguenti necessità infrastrutturali);

- il DPCM 29 marzo 2022 è stato successivamente oggetto di impugnativa da parte della Regione Sardegna; il TAR Lazio, con Sentenza n. 12149/2022, ha rigettato il ricorso di primo grado; tale Sentenza è stata impugnata dalla Regione Sardegna, con richiesta di sospensiva, al Consiglio di Stato, il quale l'11 novembre 2022 ha accolto l'istanza cautelare; di conseguenza, il termine per la conclusione del procedimento del 30 novembre 2022 (di cui al punto 10 della deliberazione 279/2022/R/COM) è da intendersi sospeso nelle more della conclusione del contenzioso;
- al momento sono in corso interlocuzioni tra il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, la Regione Sardegna, l'Autorità, e i soggetti interessati, che potrebbero portare ad una revisione del DPCM.

CONSIDERATO CHE, CON SPECIFICO RIFERIMENTO AL QUADRO REGOLATORIO RELATIVO ALLO SVILUPPO DELLA RETE DI TRASPORTO IN AREE DI NUOVA METANIZZAZIONE:

- in relazione agli sviluppi infrastrutturali delle reti di trasporto e distribuzione in aree di nuova metanizzazione, risulta necessario garantire il necessario coordinamento funzionale e temporale degli interventi, e valutare gli interventi riconducibili al perimetro della rete di trasporto (incluse eventuali riclassificazioni di reti di distribuzione) evitando:
 - a) da un lato, inefficienti duplicazioni di infrastrutture;
 - b) dall'altro, che i nuovi sviluppi della rete di trasporto del gas avvengano in alternativa a quelli della rete di distribuzione al solo scopo di eludere la regolazione specifica di settore, che impone al gestore della rete di distribuzione il rispetto delle condizioni minime di sviluppo indicate nei bandi di gara;
- in particolare, tale problema di coordinamento si pone per gli Ambiti territoriali minimi (ATEM) dove non sia stato individuato un concessionario della distribuzione del gas naturale, e la gara d'Ambito per l'assegnazione della concessione del servizio della distribuzione non sia stata ancora bandita dalla Stazione Appaltante; ciò in quanto è la Stazione Appaltante a dover prioritariamente determinare, nell'ambito delle Linee guida programmatiche d'ambito di cui al comma 9.3 del decreto 226/11, interventi e condizioni minime di sviluppo per le reti di distribuzione dell'ambito territoriale di interesse;
- con la richiamata deliberazione 122/2023/R/GAS, l'Autorità ha rafforzato i Requisiti minimi per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto in aree di nuova metanizzazione, introducendo indici specifici di capacità e di costo massimo ammesso tariffariamente, da applicare a decorrere dai Piani 2023, quali:

- a) l'indice di capacità minima di trasporto, definito come rapporto tra capacità disponibile per il conferimento nei punti di riconsegna e lunghezza della rete; ai fini della valutazione positiva dell'intervento, tale indice non deve assumere valori inferiori a 0,3 Smc/g per metro di rete realizzata;
 - b) l'indice di costo per unità di capacità di trasporto nei punti di riconsegna, espresso come rapporto tra costo storico dell'investimento e capacità disponibile per il conferimento nei punti di riconsegna; nel caso non sia rispettato l'indice di capacità minima di trasporto, l'indice di costo per unità di capacità di trasporto non deve eccedere la soglia di 2.800 € per Smc/g, opportunamente rivalutata, ai fini della piena ammissibilità tariffaria del costo di investimento;
- con la medesima richiamata deliberazione 122/2023/R/GAS, l'Autorità ha inoltre previsto che sia specificata, ai fini dell'analisi economica degli interventi di sviluppo della rete di trasporto in aree di nuova metanizzazione che presuppongono lo sviluppo di reti di distribuzione, la documentazione necessaria a comprovare il coordinamento tra il servizio di distribuzione e il servizio di trasporto, nonché le ipotesi relative al livello atteso della domanda idonee a dimostrare il corretto dimensionamento della rete di trasporto.

CONSIDERATO CHE, CON RIFERIMENTO AL PROCESSO DI CONSULTAZIONE DEI PIANI 2023:

- le imprese di trasporto Consorzio della Media Valtellina per il Trasporto del Gas (di seguito: CMVTG), Energie Rete Gas S.r.l. (di seguito: Energie), Enura S.p.A. (di seguito: Enura), Gasdotti Alpini S.r.l. (di seguito: Gasdotti Alpini), Infrastrutture Trasporto Gas S.p.A. (di seguito: ITG), Metanodotto Alpino S.r.l. (di seguito: Metanodotto Alpino), Retragas S.r.l. (di seguito: Retragas), Società Gasdotti Italia S.p.A. (di seguito: SGI), e Snam Rete Gas hanno inviato all'Autorità e al Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, ai sensi delle disposizioni di cui all'articolo 16 del decreto legislativo 93/11 e della deliberazione 468/2018/R/GAS, e tenuto conto del termine disposto con la deliberazione 470/2022/R/GAS, i Piani relativi all'anno 2023 entro il 31 dicembre 2023, successivamente integrati con ACB aggiornate entro il 31 gennaio 2024;
- con comunicato del 24 giugno 2024 è stato avviato dall'Autorità il processo di consultazione dei Piani 2023, che si è concluso in data 14 agosto 2024;
- ai sensi dell'articolo 4, comma 3, della deliberazione 468/2018/R/GAS, nel corso del processo di consultazione dei Piani l'impresa maggiore di trasporto, in coordinamento con gli altri gestori del sistema di trasporto, al fine di garantire la massima partecipazione al processo di consultazione, ha organizzato una sessione pubblica *online*, che si è svolta in data 11 luglio 2024, durante la quale sono stati presentati i principali interventi contenuti nei Piani e le principali ipotesi di scenario assunte;
- le osservazioni presentate dai soggetti interessati nell'ambito del processo di consultazione, unitamente alle controdeduzioni alle osservazioni elaborate da Snam

- Rete Gas in coordinamento con gli altri gestori di rete competenti, sono state rese pubbliche dall’Autorità sul proprio sito *internet*;
- nell’ambito del procedimento di consultazione dei Piani 2023, i soggetti interessati hanno osservato in particolare:
 - a) sul processo di consultazione e il grado di coinvolgimento degli *stakeholder*, l’esigenza di dare maggiore visibilità alla pubblicazione del documento di controdeduzioni, da includere anche negli allegati del Piano successivo;
 - b) sul contenuto dei Piani, la necessità di un maggior grado di dettaglio sui cambiamenti introdotti rispetto ai Piani precedenti e sui profili temporali di spesa; inoltre, di garantire una maggiore coerenza tra le informazioni contenute nei Piani e quelle in altre pubblicazioni da parte delle imprese di trasporto, quali i Piani strategici;
 - c) una preoccupazione circa la spesa complessivamente prevista nei Piani e il significativo aumento rispetto ai Piani 2022, sottolineando il rischio di eccessivi aumenti tariffari e chiedendo analisi approfondite e maggiore attenzione all’efficienza e trasparenza sui costi;
 - d) sui progetti di allacciamento dei terminali di rigassificazione di Piombino e Ravenna, la necessità di svolgere un’analisi costi-benefici anche in relazione a tali interventi, e di considerare anche gli impatti sui costi derivanti da eventuali scelte di ricollocazione di tali terminali;
 - e) sugli interventi relativi all’incremento della capacità di esportazione dal Nord Italia, alla Linea Adriatica, e al metanodotto Matagiola-Massafra, l’opportunità di effettuare una parziale allocazione dei relativi costi ai paesi beneficiari, tramite meccanismi transfrontalieri di ripartizione dei costi; viene inoltre suggerito che le simulazioni includano anche analisi di sensitività rispetto all’avvio dell’infrastruttura EastMed-Poseidon, in aggiunta a quelle già considerate;
 - f) sugli interventi centrali di compressione *dual fuel*, la necessità di ulteriori approfondimenti riguardo al significativo incremento dei costi rispetto al precedente Piano, dettagliando le cause sottostanti; inoltre, che l’offerta di flessibilità sul mercato del bilanciamento elettrico sia affidata a un *Balancing Service Provider* terzo, selezionato tramite gara;
 - g) sulla metanizzazione della Regione Sardegna e la *virtual pipeline*, le modalità di accesso ai terminali di rigassificazione sardi e in particolare che queste avvengano in regime di TPA, senza restrizioni; inoltre, che le bettoline spola, i cui costi sono ammessi al riconoscimento tariffario, siano utilizzate esclusivamente ai fini della *virtual pipeline*;
 - h) l’importanza del progetto di Energie di sviluppo del metanodotto “Tanaro – Arroscia – Impero” al fine di garantire maggiore sicurezza e continuità del servizio in aree oggi dotate di reti isolate;
 - i soggetti hanno anche fornito osservazioni in merito ai progetti al di fuori dell’ambito di valutazione dell’Autorità; in particolare, relativamente al progetto “Dorsale idrogeno”, hanno evidenziato il considerevole incremento dei costi rispetto al Piano precedente che, per quanto in parte attribuibile all’inclusione di interventi non

- precedentemente pianificati, è riconducibile anche alle centrali di compressione, già presenti nei Piani 2022;
- rispetto a tali osservazioni, Snam Rete Gas ha reso disponibile, in data 4 ottobre 2024, un documento di controdeduzioni, in coordinamento con gli altri gestori; in particolare, nel documento si osserva che:
 - a) sul contenuto dei Piani, eventuali differenze rispetto ad altre pubblicazioni possano essere riconducibili alla diversa tipologia/perimetro di informazioni fornite (ad esempio, nel Piano i costi coperti da contributi vengono inclusi nella spesa totale del piano, diversamente da altre pubblicazioni) oppure alle diverse modalità di rappresentazione delle informazioni in relazione alla finalità del documento stesso;
 - b) sulla spesa complessivamente prevista, le variazioni sono da ricondurre principalmente all'incremento dei costi dei lavori, dei principali materiali da approvvigionare (es. acciaio) conseguenti agli andamenti e alle dinamiche osservate nei mercati di beni e servizi, alla crescente richiesta di studi e analisi nonché di prescrizioni da parte degli Enti per la realizzazione delle opere; inoltre, che nella voce di spesa "Altro" sono inclusi gli interventi non direttamente riconducibili alla realizzazione di nuove infrastrutture di trasporto, quali quelli in digitalizzazione della rete e sviluppo di nuovi sistemi informativi;
 - c) i progetti di allacciamento dei terminali di rigassificazione rientrano nell'ambito dei progetti considerati strategici ai sensi del decreto-legge 50/22 (c.d. decreto Aiuti) e pertanto, ai sensi della regolazione vigente, non sono soggetti ad analisi costi-benefici;
 - d) per i progetti di incremento di capacità di esportazione, sono fornite indicazioni in merito ai costi che verrebbero sostenuti da altri sistemi attraverso l'applicazione dei corrispettivi tariffari;
 - e) i progetti del Piano 2023 tengono in considerazione le richieste non vincolanti di capacità incrementale raccolte nel contesto della specifica procedura predisposta in ottemperanza alle disposizioni dei Regolamenti europei in materia, e del Codice di Rete di Snam Rete Gas;
 - f) sulle centrali di compressione *dual fuel*, le modalità di partecipazione al mercato elettrico da parte di Snam Rete Gas saranno definite all'interno di una procedura soggetta ad approvazione dell'Autorità, ai sensi di quanto previsto dalla delibera 139/2023/R/GAS;
 - g) l'accesso alle infrastrutture per la metanizzazione della Regione Sardegna avverrà sulla base delle disposizioni che saranno definite dall'Autorità nell'ambito dello specifico quadro di regolazione;
 - h) il progetto del metanodotto di Energie "Tanaro – Arroscia - Impero" risulta rilevante anche per assicurare una maggior continuità e sicurezza nel servizio per le aree ad oggi servite da reti "in antenna";
 - Snam Rete Gas segnala inoltre che, sul progetto di "Dorsale idrogeno", la variazione dei costi è riconducibile principalmente a un ampliamento delle infrastrutture di

trasporto considerate (ivi inclusa una maggiore potenza di compressione) al fine di soddisfare gli scenari di domanda nazionale e di esportazione previsti.

CONSIDERATO CHE, CON RIFERIMENTO ALLA COERENZA TRA PIANI NAZIONALI E PIANI EUROPEI, E IN TEMA DI SCENARI:

- ai fini delle verifiche di coerenza tra il TYNDP europeo e i Piani nazionali è stato utilizzato l'ultimo TYNDP adottato da ENTSOG (TYNDP 2022), finalizzato durante il 2023, e la lista di progetti al momento disponibile per il TYNDP 2024;
- vista l'assenza di un TYNDP ENTSOG con informazioni recenti sui progetti, le valutazioni di coerenza si concentrano soprattutto sugli scenari analizzati;
- gli scenari sviluppati da ENTSO-E e ENTSOG in ambito europeo sono infatti un elemento delle verifiche di coerenza e di conformità tra piani europei e piani nazionali che l'Autorità deve effettuare ai sensi dell'articolo 43, comma 6 del decreto legislativo 93/11, e forniscono importanti informazioni sul comportamento atteso del sistema europeo, oltre a costituire il principale *input* alla costruzione degli scenari da parte di Snam Rete Gas e Terna, almeno riguardo alle ipotesi applicate per gli altri paesi europei; tali scenari pertanto influenzano significativamente gli scambi attesi di energia tra i paesi europei nelle simulazioni dei Piani 2023, nonché, di riflesso, i risultati delle analisi costi benefici per gli interventi con impatti transfrontalieri;
- ENTSO-E e ENTSOG hanno pubblicato lo schema di rapporto di scenari per il TYNDP 2022 in data 11 aprile 2022, a breve distanza dall'inizio delle azioni russe in Ucraina del 24 febbraio 2022; conseguentemente, hanno pubblicato un *disclaimer* relativo agli scenari del TYNDP 2022 che indica come “*a causa dei recenti eventi che hanno interessato l'approvvigionamento energetico in Europa, alcune ipotesi utilizzate nel presente rapporto in merito all'approvvigionamento di gas potrebbero subire ripercussioni nel breve e nel lungo termine*”;
- il rapporto scenari per il TYNDP 2022 prevede:
 - a) uno scenario basato su *input* nazionali (c.d. *bottom-up*) al 2030 e 2040, detto *National Trends (NT)*;
 - b) due scenari al 2030 e 2040 *top-down*, detti *Distributed Energy (DE)* – in cui si ipotizza una penetrazione più spinta del vettore elettrico, di fonti rinnovabili non programmabili, di accumuli elettrici e di elettrolizzatori – e *Global Ambition (GA)* – in cui gli obiettivi di *policy* vengono raggiunti grazie all'azione congiunta del contenimento dei consumi, dello sviluppo di energie rinnovabili e della cattura delle emissioni di processo industriale e di combustione –, che dichiarano di mirare alle *policy Fit-For-55* e all'obiettivo *Net-Zero 2050*;
- ACER ha adottato la propria Opinione 06/2022 sugli scenari del TYNDP 2022, in cui ha criticato la durata eccessiva del processo di preparazione degli scenari e i relativi ritardi (in particolare rispetto all'aspettativa che il rapporto di scenari TYNDP sia disponibile entro la fine degli anni dispari), con il conseguente maggior rischio che gli scenari si riferiscano a informazioni ormai obsolete;

- nell’Opinione 06/2022 ACER ha inoltre sottolineato che le ipotesi sui prezzi del gas (14,5 euro/MWh negli scenari *Distributed Energy* e *Global Ambition* e 22,4 euro/MWh nello scenario *National Trends* all’anno 2030) fossero limitate a uno spettro troppo ridotto di possibili ipotesi, segnalando che l’utilizzo almeno in uno scenario di un’ipotesi di prezzo più elevato avrebbe ampliato la differenziazione su questa ipotesi cruciale per le successive analisi;
- infine, ACER ha concluso la suddetta Opinione incoraggiando ENTSO-E e ENTSOG ad aggiornare almeno uno scenario del TYNDP 2022 utilizzando un diverso riferimento di prezzo del gas e, per quanto fattibile, fornendo ipotesi aggiornate sulle *policy* nazionali relativamente allo sviluppo della generazione elettrica; tale richiesta di ACER non è stata implementata da ENTSO-E e ENTSOG;
- Snam Rete Gas e Terna hanno pubblicato a luglio 2022 il documento di descrizione degli scenari (DDS 2022), funzionale al piano di sviluppo 2023, che include:
 - a) uno scenario di *policy* al 2030: *Fit-For-55 (FF55)*;
 - b) due scenari di *policy* al 2040: *Distributed Energy Italia (DE-IT)* e *Global Ambition Italia (GA-IT)*;
 - c) uno scenario contrastante a quello di *policy (Late Transition)* sia al 2030 che al 2040, che raggiunge gli obiettivi europei di contenimento delle emissioni con diversi anni di ritardo;
- in data 30 settembre 2023, Snam Rete Gas ha pubblicato il documento di descrizione degli scenari 2023 (DDS 2023), propedeutico all’elaborazione dei Piani 2023; tale documento contiene un “*contesto scenaristico di riferimento basato sugli scenari congiunti Snam-Terna già elaborati nel 2022*”, sebbene non includa lo scenario *Late Transition*, ed è aggiornato relativamente alla domanda di gas naturale; in particolare, nello scenario *FF55+* del DDS 2023 (evoluzione del *FF55* del DDS 2022) è presente una revisione della domanda per il settore dell’autotrazione, e l’inserimento della domanda di gas per la trasformazione di parte del settore siderurgico a *DRI (Direct Reduced Iron)* come previsto dall’aggiornamento del PNIEC;
- gli scenari *FF55* e *FF55+* dei DDS 2022 e 2023 sono i primi a livello italiano che, almeno per quanto riguarda la rappresentazione dell’Italia, tengono conto della legge europea sul clima (regolamento (UE) 2021/1119) e dei relativi obiettivi di: neutralità climatica, c.d. *net zero*, al più tardi nel 2050 e, successivamente, emissioni negative; riduzione interna netta delle emissioni di gas a effetto serra di almeno il 55% rispetto ai livelli del 1990 entro il 2030;
- gli scenari dei DDS 2022 (e, di riflesso, del DDS 2023) considerano una significativa riduzione della generazione termoelettrica italiana (e di riflesso, di utilizzo di gas naturale per usi termoelettrici), per effetto dell’integrazione di fonti rinnovabili e delle installazioni di accumuli, che è attesa quantificarsi:
 - a) a 80 TWh/anno al 2030 (nello scenario *FF55*);
 - b) tra 49 e 53 TWh/anno al 2040 (limitatamente a *Distributed Energy* e *Global Ambition*);
- gli scenari dei DDS 2022 e DDS 2023 considerano ipotesi di prezzi delle *commodity* differenti rispetto a quelle degli scenari ENTSO per i TYNDP 2022 e, in particolare, un’ipotesi di prezzo del gas a 45 euro/MWh sia al 2030 sia al 2040;

- dal DDS 2022 e dal DDS 2023 non sono reperibili le informazioni sui flussi attesi di gas tra le zone del sistema europeo; nel DDS 2022 è indicato che le esportazioni di gas “*possono variare tra i 6 e i 12 miliardi di metri cubi*”, senza specificazione delle relative frontiere, con esportazioni maggiori nello scenario *GA-IT*; mentre nel DDS 2023 è presentata al 2040 una variabilità ancora più ampia sulle potenzialità di esportazione, tra 0 e 14 miliardi di metri cubi, sempre senza specificazione delle ipotesi di flussi alle relative frontiere;
- come ulteriore informazione, nell’edizione 2024 del documento di descrizione degli scenari congiunto di Snam Rete Gas e Terna, predisposto successivamente ai Piani 2023, le esportazioni di gas naturale sono stimate ad un valore inferiore (tra 0 e 11 miliardi di metri cubi al 2040).

CONSIDERATO CHE, CON RIFERIMENTO AL CONTENUTO DEI PIANI E A SINGOLI INTERVENTI:

- i Piani 2023 prevedono un impegno complessivo di spesa pari a circa 17,7 miliardi di euro (+31% rispetto ai Piani 2022) sull’orizzonte temporale di Piano, ossia dal 2024 al 2033, così ripartito:
 - a) 7,4 miliardi di euro per interventi di sviluppo della rete di trasporto nazionale e regionale;
 - b) 2,7 miliardi di euro per interventi di manutenzione della rete esistente;
 - c) 5,7 miliardi di euro per interventi di sostituzione e sicurezza;
 - d) 1,9 miliardi di euro per allacciamenti e interventi minori;
- nell’Addendum del Piano di Snam Rete Gas relativo agli investimenti per la transizione energetica sono inoltre rappresentati gli investimenti previsti nel settore dell’idrogeno (sia come infrastrutture di trasporto, che come elettrolizzatori), per un totale di circa 7,0 miliardi di euro ulteriori nell’orizzonte di Piano; tali interventi sono al di fuori dell’ambito di valutazione dell’Autorità;
- con determinazione DINE 5/2024, sono stati individuati gli interventi da sottoporre a verifica indipendente, e gli esperti deputati a tale incarico (rif. Allegato A);
- coerentemente con quanto previsto dalla determinazione DINE 5/2024, sono state pertanto acquisite le relazioni di verifica indipendente relative ai seguenti interventi:
 - a) “Centrali *dual fuel*”, di cui al Piano di Snam Rete Gas;
 - b) “Potenziamento Export Poggio Renatico - Zimella (Fasi 1 e 2)”, di cui al Piano di Snam Rete Gas;
- le attività istruttorie condotte sui Piani 2023 e sui documenti ad essi propedeutici, anche tenuto conto degli esiti delle verifiche indipendenti, hanno fatto emergere alcuni profili di incoerenza nell’applicazione dei Requisiti minimi, carenze informative o necessità di ulteriori approfondimenti, di seguito rappresentati;
- con riferimento al Piano di Energie:
 - a) per gli interventi di sviluppo in aree di nuova metanizzazione in relazione ai quali con la deliberazione 696/2022/R/GAS non è stato accertato il coordinamento con lo sviluppo della rete di distribuzione gas (“Valsesia”,

“Valli di Lanzo”, “Alta Langa”, “Valli Neva – Pennavaira”, “Tanaro – Arroscia – Impero”, “Garfagnana”):

- i. non sono stati presentati nel Piano gli indici di “capacità minima di trasporto” e di “costo per unità di capacità di trasporto nei punti di riconsegna” previsti dal comma 7.1^{ter} dei Requisiti minimi per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto in aree di nuova metanizzazione;
 - ii. nelle ACB i costi degli sviluppi infrastrutturali della rete di distribuzione del gas naturale, pur considerati implicitamente nel prezzo di fornitura, non sono forniti in coerenza con quanto richiesto dal comma 10.4, lettera a), dei Requisiti minimi, ossia in forma esplicita con separata evidenza rispetto ai costi di sviluppo del trasporto;
 - iii. non risultano esserci sostanziali evoluzioni nelle condizioni per lo sviluppo coordinato della rete di trasporto con quella di distribuzione, richiesto ai sensi del comma 10.4 dei Requisiti minimi;
- b) anche per gli interventi di sviluppo in aree di nuova metanizzazione in relazione ai quali, con la deliberazione 696/2022/R/GAS, l’Autorità ha preso atto del coordinamento con lo sviluppo delle reti di distribuzione (“Metanodotto Verrès – Ayas”, “Metanodotto Pont-Saint-Martin – Gressoney La Trinité” e “Estensione Antey – Torgnon”), non sono stati ricompresi nell’ambito del Piano gli indici di “capacità minima di trasporto” e di “costo per unità di capacità di trasporto nei punti di riconsegna” previsti dal comma 7.1^{ter} dei Requisiti minimi;
- c) per gli interventi riconducibili alla metanizzazione della Regione Sardegna, il decreto direttoriale Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica 25 maggio 2023, di aggiornamento della rete regionale dei gasdotti, ha rigettato l’istanza presentata da Energie di ricomprendere le iniziative di trasporto alternative (trasporto di gas su gomma) riferite alla Regione Sardegna nel perimetro delle reti di trasporto regionale del gas naturale; allo stato attuale, pertanto, tali iniziative non rientrano nel perimetro della rete di trasporto gas, e non sono oggetto di valutazione dell’Autorità nell’ambito del procedimento di valutazione dei Piani;
- con riferimento al Piano di Enura:
 - a) con la deliberazione 696/2022/R/GAS di valutazione dei Piani 2021 e 2022, l’Autorità aveva disposto di procedere ad ulteriori valutazioni degli interventi di sviluppo della rete di trasporto di cui alla “Fase 1”, da riformulare tenendo conto degli esiti del procedimento avviato con deliberazione 279/2022/R/COM per l’attuazione del DPCM 29 marzo 2022; inoltre, l’Autorità aveva espresso una valutazione negativa della “Fase 2” dell’intervento, che comprendeva anche i tratti di metanodotto della c.d. “dorsale”; nel Piano 2023, la dorsale è stata invece ricompresa nella Fase 1;
 - b) il procedimento avviato con deliberazione 279/2022/R/COM risulta tuttora in corso, in ragione del contenzioso promosso dalla Regione Sardegna avverso il DPCM 29 marzo 2022; pertanto, non vi sono ad oggi elementi tali da portare

- ad una revisione della precedente valutazione dell’Autorità, con particolare riferimento alla dorsale e alla “Fase 2” dell’intervento;
- con riferimento al Piano di Gasdotti Alpini:
 - a) con la deliberazione 696/2022/R/GAS di valutazione dei Piani 2021 e 2022 l’Autorità:
 - i. ha richiesto che nei successivi Piani si tenesse conto degli esiti di un Tavolo di coordinamento tra la Provincia Autonoma di Trento, nella sua funzione di Stazione Appaltante dell’ATEM Trento, Gasdotti Alpini, Retragas ed eventuali gestori della rete di distribuzione già presenti sul territorio interessato dagli interventi, al fine di individuare in modo coordinato le necessità di sviluppo infrastrutturale ottimali;
 - ii. ha evidenziato come le ACB condotte da Gasdotti Alpini e Retragas comprovassero l’utilità per il sistema degli interventi di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale nell’area;
 - b) il Piano 2023 presentato da Gasdotti Alpini dà atto degli esiti del Tavolo di coordinamento, che confermano il superamento del rischio di sviluppi diseconomici delle reti di trasporto e distribuzione del gas, e include una ACB degli interventi di sviluppo della rete di trasporto che conferma l’utilità per il sistema di tali interventi;
 - c) tuttavia, non risulta integrata nel Piano l’ACB aggiuntiva, introdotta con la deliberazione 122/2023/R/GAS (cfr. comma 10.4, lettera f), dei Requisiti minimi), che consideri come scenario controfattuale l’assenza di sviluppo della rete di trasporto e soluzioni alternative di approvvigionamento della rete di distribuzione, da elaborare anche avvalendosi della collaborazione della Stazione Appaltante o del concessionario della rete di distribuzione;
 - d) inoltre, la gara per l’affidamento del servizio di distribuzione è ancora in corso;
 - con riferimento all’intervento “Piombino – Isola d’Elba” del Piano di ITG:
 - a) con la deliberazione 696/2022/R/GAS di valutazione dei Piani 2021 e 2022 l’Autorità ha rilevato il permanere delle criticità relative al coordinamento tra sviluppi della rete di trasporto e sviluppi della rete di distribuzione (già evidenziate con deliberazione 539/2020/R/GAS), e la scarsa solidità delle ACB che non tenevano adeguatamente conto del bilancio energetico riscontrabile nel Piano d’Azione per l’Energia Sostenibile dell’Isola d’Elba (PAES) né presentavano valutazioni di sensitività rispetto a variabili critiche, e ha di conseguenza ritenuto opportuno procedere ad ulteriori valutazioni dell’intervento;
 - b) nel Piano 2023 permangono criticità, quali:
 - i. nell’ACB non si tiene adeguatamente conto dell’impatto del nuovo elettrodotto Elba-Continente, entrato in esercizio nel 2023, sui consumi elettrici dell’Isola e sulla resilienza del relativo sistema elettrico;
 - ii. permangono incongruenze tra il bilancio energetico prospettico utilizzato ai fini dell’ACB e quello riscontrabile nel Piano d’Azione per l’Energia Sostenibile dell’Isola d’Elba (PAES), in particolare rispetto alla domanda attesa di gas naturale;

- iii. non risultano inserite nel Piano le analisi di sensitività e di rischio sia sugli elementi costitutivi l'analisi economica (con riferimento a variabili e parametri "critici", quali a titolo esemplificativo il prezzo del gas naturale e degli altri vettori energetici, i tassi di penetrazione delle fonti rinnovabili e di elettrificazione dei consumi), sia di scenario (per indagare il possibile impatto sui risultati di *performance* economica di diverse combinazioni di variabili e parametri "critici"), richieste ai sensi del comma 13.1 dei Requisiti minimi;
 - iv. non risulta inserita nel Piano l'ACB aggiuntiva che adotti, come scenario controfattuale, l'assenza di sviluppo della rete di trasporto e soluzioni alternative di approvvigionamento della rete di distribuzione, richiesta ai sensi del comma 10.4, lettera f), dei Requisiti minimi, nei casi di interventi di sviluppo di rete di trasporto in aree di nuova metanizzazione;
- con riferimento al Piano di SGI, per l'intervento "Lucera - San Paolo Civitate" l'Autorità, con deliberazione 696/2022/R/GAS, pur prendendo atto dei risultati positivi dell'ACB, ha richiesto alla società di verificare gli eventuali effetti di variabili critiche (quali domanda di gas naturale compresso e di metano per autotrazione e industria, e l'offerta di biometano); nel Piano 2023, tale analisi delle variabili critiche non risulta rappresentata;
 - con riferimento al Piano di Snam Rete Gas:
 - a) per l'intervento "Potenziamento export Fase 2", anche tenuto conto dell'analisi dell'esperto, si riscontra che:
 - i. nelle ipotesi alla base dell'ACB non è immediatamente riscontrabile la coerenza tra i flussi di gas in esportazione ipotizzati dal progetto e quelli derivanti dal Documento di descrizione degli scenari (DDS) 2023: i dati di cui al DDS 2023 sono infatti caratterizzati da una ampia variabilità e non specificano le sottostanti ipotesi di esportazione per ciascuna frontiera;
 - ii. non risultano rappresentati eventuali benefici ricadenti in altri Paesi che, ai sensi del comma 10.5 dei Requisiti minimi, per quanto esclusi dall'analisi economica, devono essere comunque rappresentati a scopo informativo; ciò anche al fine di disporre degli elementi utili per un'eventuale allocazione di una parte dei relativi costi ai Paesi beneficiari, tramite meccanismi transfrontalieri di ripartizione dei costi;
 - iii. le analisi di sensitività e di rischio di cui a comma 13.1 dei Requisiti minimi, sia sugli elementi costitutivi l'analisi economica (con riferimento a variabili e parametri "critici"), sia di scenario (per indagare il possibile impatto sui risultati di *performance* economica di diverse combinazioni di variabili e parametri "critici"), risultano solo parzialmente incluse nel Piano; in particolare, si ritiene opportuno che il gestore dapprima valuti quali sono i parametri specifici di progetto che maggiormente influiscono sui risultati dell'ACB, e successivamente valuti gli effetti di una variazione di tali parametri nell'ambito delle analisi di sensitività: nel caso in esame, si ritiene opportuno effettuare

- un'analisi di sensitività anche sui prezzi che determinano il beneficio B1 (variazione del *social welfare*), e sui flussi in esportazione abilitati dal progetto;
- b) con riferimento all'intervento "Allacciamento Piombino / alto Tirreno", la rilocalizzazione della FSRU in alto Tirreno, sulla base di quanto rappresentato nel Piano, comporta rilevanti costi sia di allacciamento che di adeguamento della rete di trasporto e, di conseguenza, presenta profili di inefficienza in quanto diseconomica rispetto all'utilità marginale dell'investimento;
- c) l'intervento "Allacciamento Ravenna" risulta avere costi di sviluppo superiori a quelli medi di infrastrutture analoghe, ma motivati dalle condizioni di urgenza in cui sono realizzate le opere;
- d) per le "Centrali di compressione *dual fuel*", anche tenuto conto dell'analisi dell'esperto, si riscontra che:
- i. la monetizzazione dei benefici è effettuata non in riferimento al singolo intervento, ma in riferimento ad aggregati di centrali per dorsale; tale accorpamento, pur consentito ai sensi dei Requisiti minimi e delle previsioni di cui al punto 3 della deliberazione 122/2023/R/GAS – che invitavano la società a presentare ACB per singola centrale o per sottoinsiemi omogenei – non consente di valutare specificatamente i benefici per singola centrale e dunque di verificare non solo la bontà del progetto nel suo complesso, ma anche la validità di interventi distinti;
 - ii. le assunzioni secondo cui gli attuali turbocompressori debbano essere necessariamente sostituiti potrebbero essere maggiormente avvalorate e dettagliate, eventualmente anche attraverso specifiche analisi sullo "stato di salute" degli impianti esistenti elaborate attraverso una specifica metodologia *Asset Health*;
 - iii. non risulta chiaro se il beneficio B4 relativo al costo evitato contribuisca al calcolo degli indicatori sintetici di *performance* economica, come richiesto, nei casi in cui ne ricorrano le condizioni, dalla deliberazione 539/2020/R/GAS in sede di valutazione dei Piani 2019-2020;
 - iv. nel Piano non sono rappresentate dimostrazioni sulla maggiore efficienza ed economicità delle centrali *dual fuel* rispetto a centrali tradizionali;
- e) per l'intervento "Metanodotto Matagiola – Massafra, allo stato attuale non vi sono i presupposti per la sua realizzazione, ritenendosi subordinata alle richieste vincolanti di capacità incrementale che verranno avanzate sui punti di entrata nuovi o già esistenti in Puglia, ed in particolare al raggiungimento di un incremento di capacità di trasporto corrispondente al massimo livello di espansione della capacità del gasdotto TAP (cfr. deliberazione 438/2023/R/GAS di approvazione della *Project Proposal* per la seconda fase vincolante della procedura di capacità incrementale di TAP);
- f) con riferimento al progetto di "*Virtual pipeline* continente – Sardegna", allo stato attuale è ancora in corso il procedimento avviato con deliberazione 279/2022/R/COM per l'attuazione del DPCM 29 marzo 2022, in ragione del contenzioso promosso dalla Regione Sardegna avverso tale DPCM; pertanto,

la valutazione da parte dell’Autorità di tale intervento è da intendersi sospesa nelle more della conclusione di tale procedimento;

- g) con riferimento agli interventi di sostituzione e sicurezza, per alcuni degli interventi proposti (e, come tali, esentati dall’obbligo di presentazione di una ACB), l’indice sintetico di *Asset Health* (AHI) risulta inferiore a 4; secondo quanto rappresentato da Snam Rete Gas nel Piano, per questi metanodotti la criticità è potenziale, legata prevalentemente a rischio idrogeologico, e la sostituzione si rende necessaria anche per modificarne il tracciato;
- le società CMVTG, Metanodotto Alpino, Netenergy e Retragas non hanno presentato interventi di sviluppo, sostituzione o mantenimento della rete di trasporto sottoposti ad ACB pianificati nell’orizzonte di Piano.

CONSIDERATO CHE, CON RIFERIMENTO AL PROCESSO DI VALUTAZIONE DEI PIANI:

- con comunicazioni del 14 febbraio 2025 la Direzione Infrastrutture Energia ha provveduto ad inviare le risultanze istruttorie del procedimento di consultazione e valutazione dei Piani 2023 a: Energie (prot. Autorità P/10052); Enura (prot. Autorità P/10053); Gasdotti Alpini (prot. Autorità P/10054); ITG (prot. Autorità P/10055); SGI (prot. Autorità P/10056); Snam Rete Gas (prot. Autorità P/10057);
- con comunicazione del 19 febbraio 2025 (prot. Autorità A/11597 di pari data), Energie ha rappresentato che:
 - a) gli indici di cui al comma 7.1ter dei Requisiti minimi, pur non essendo esplicitamente riportati nel Piano, sono comunque ricostruibili e rispettano i valori minimi previsti;
 - b) i costi dello sviluppo della distribuzione sono considerati come maggiorazione del prezzo del gas, e che ciò rappresenta *“una scelta, per minimizzare i costi di sviluppo, a fronte di un comportamento di fatto lento da parte della stazione appaltante nonostante le dichiarazioni rese e gli obblighi temporali di legge”*;
 - c) sugli interventi “Valsesia”, “Garfagnana”, “Valli di Lanzo”, “Alta Langa”, “Tanaro - Arroscia - Impero” e “Valli Neva e Pennavaira” la Società ha adottato un approccio prudente *“volto a limitare i costi degli investimenti nell’attesa di comportamenti concludenti nel proseguimento del processo di assegnazione delle concessioni degli ATEM”*;
 - d) con riferimento alla Sardegna, l’assetto infrastrutturale per il trasporto gas debba ricomprendere anche il trasporto alternativo su gomma;
- con comunicazione del 19 febbraio 2025 (prot. Autorità A/12173 del 20 febbraio 2025), Gasdotti Alpini ha rappresentato che:
 - a) lo scenario controfattuale in assenza di sviluppo della rete di trasporto e soluzioni alternative di approvvigionamento della rete di distribuzione risulta già delineato nel Piano Energetico Ambientale della Provincia di Trento 2021-2030, che *“valuta anche soluzioni alternative all’uso del gas naturale quale il teleriscaldamento a biomassa legnosa e le pompe di calore”* ed indica *“anche lo sviluppo della rete del trasporto del gas come interconnessione con la rete di distribuzione”*;

- b) lo scenario controfattuale potrà comunque essere ricompreso nel prossimo Piano, unitamente all'esplicitazione dei parametri sottostanti gli indici di cui al comma 7.1ter dei Requisiti minimi;
- c) nel prossimo Piano darà maggiore evidenza del coordinamento con le tempistiche realizzative dello sviluppo delle reti di distribuzione, anche in considerazione dello stato di avanzamento della procedura di gara per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale;
- con comunicazione del 19 febbraio 2025 (prot. Autorità A/12245 del 20 febbraio 2025), SGI ha rappresentato che:
 - a) le analisi condotte per il Piano 2023 non hanno rivelato, per l'intervento "Lucera – San Paolo Civitate", la presenza di alcuna variabile critica che potesse influire in maniera rilevante sui risultati;
 - b) l'intervento è in avanzata fase di realizzazione, con circa il 60% dei costi consuntivati al 2024, e *"sono stati stipulati contratti di connessione che rendono superate le valutazioni sulla criticità della variabile"*;
- con comunicazione del 21 febbraio 2025 (prot. Autorità A/12939 del 24 febbraio 2025), Snam Rete Gas ha rappresentato che:
 - a) la riproposizione nei prossimi Piani dei progetti "Potenziamento export Fase 2" e "Matagiola – Massafra" sarà valutata in relazione alle evoluzioni del contesto di riferimento rilevanti per tali progetti;
 - b) la rilocalizzazione nell'alto Tirreno della FSRU attualmente presso Piombino comporta effettivamente costi addizionali per il sistema e presenta potenziali profili di inefficienza rispetto a un suo mantenimento nella sua posizione attuale; la società segnala inoltre che lo spostamento del terminale ne comporterebbe l'indisponibilità per circa un anno, con possibili effetti pregiudizievoli sulla sicurezza del sistema e più in generale sulla continuità di flussi di approvvigionamento, anche nel medio lungo periodo, in considerazione di una possibile maggiore esposizione dell'infrastruttura ad eventi meteomarinari avversi;
 - c) in relazione alle Centrali *dual fuel*, svolgerà ulteriori approfondimenti e valutazioni per singola centrale anche nella prospettiva di una prioritizzazione degli interventi prevedendo, laddove necessario, esclusioni e/o riprogrammazioni;
 - d) la metodologia *Asset Health* prevede il calcolo di indicatori, ed in particolare dell'indice di sicurezza, per tutti i gasdotti in funzione di una serie di parametri tecnici di rete e di territorio; poiché eventuali guasti su gasdotti eserciti a pressione più bassa comportano conseguenze ridotte rispetto a gasdotti in prima specie, a tali gasdotti possono essere associati indici di *Asset Health* (AHI) non elevati; tuttavia, vi sono alcuni gasdotti per i quali le specifiche caratteristiche rendono necessario integrare i risultati derivanti dalla metodologia con ulteriori valutazioni tecnico-specialistiche a supporto delle decisioni di sostituzione; le sostituzioni dei metanodotti con AHI non elevati proposte dalla Società rientrano in questa casistica.

RITENUTO CHE, CON RIFERIMENTO AL CONTENUTO DEI PIANI 2023, E IN RELAZIONE AI PROSSIMI PIANI:

- con riferimento al Piano di Energie:
 - a) sia opportuno valutare negativamente, non approvando ai fini tariffari sulla base degli elementi informativi ad oggi disponibili, gli interventi “Valsesia”, “Valli di Lanzo”, “Alta Langa”, “Valli Neva – Pennavaira”, “Tanaro – Arroscia – Impero”, “Garfagnana” in ragione della mancata presentazione degli indici per le nuove metanizzazioni, dell’erronea rappresentazione dei costi di distribuzione nelle analisi economiche, e della mancata maturazione delle condizioni per lo sviluppo coordinato della rete di trasporto con quella di distribuzione;
 - b) con specifico riferimento all’intervento “Tanaro – Arroscia – Impero”, sia opportuno richiedere a Energie, tenuto conto di quanto evidenziato in sede di consultazione pubblica, di rappresentare nei prossimi Piani anche gli eventuali benefici relativi alla continuità e alla sicurezza del servizio nelle aree ad oggi servite da reti isolate o in antenna;
- con riferimento al Piano di Enura, sia opportuno valutare negativamente, non approvando ai fini tariffari sulla base degli elementi informativi ad oggi disponibili, gli interventi di cui alla “Fase 2” del progetto di metanizzazione della Regione Sardegna, nonché quelli relativi alla dorsale; per quanto riguarda la valutazione delle opere di cui alla “Fase 1” diverse dalla dorsale, sia opportuno procedere ad ulteriori valutazioni, in coerenza con gli esiti del procedimento avviato con deliberazione 279/2022/R/COM e con eventuali revisioni del DPCM 29 marzo 2022, sospendendone il riconoscimento ai fini tariffari;
- con riferimento al Piano di Gasdotti Alpini, sia opportuno confermare la valutazione positiva degli interventi di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale proposti e prendere atto degli esiti del Tavolo di coordinamento che evidenziano il superamento del rischio di sovrapposizioni tra gli sviluppi della rete di trasporto, nonché tra gli sviluppi del trasporto con le reti esistenti di distribuzione, fatti comunque salvi eventuali elementi ulteriori e criticità che dovessero emergere nell’ambito dei prossimi Piani, anche in relazione al coordinamento tra sviluppi di trasporto e di distribuzione; in particolare, si ritiene necessario richiedere al gestore di fornire, nei prossimi Piani, maggiore evidenza di tali aspetti di coordinamento, anche tenendo conto dell’avanzamento della procedura di gara per l’affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale, in coerenza con quanto previsto al comma 10.4 dei Requisiti minimi;
- l’intervento “Piombino – Isola d’Elba” del Piano di ITG sia da valutare negativamente, non approvandolo ai fini tariffari sulla base degli elementi informativi ad oggi disponibili, in ragione della scarsa solidità dell’ACB anche in relazione agli scenari considerati;
- con riferimento all’intervento “Lucera – San Paolo Civitate” del Piano di SGI, sia opportuno richiedere alla società di dare evidenza, nei prossimi Piani, dei benefici

correlati all'effettiva domanda di CNG e di metano per autotrazione e industria, e all'offerta di biometano;

- con riferimento al Piano di Snam Rete Gas sia opportuno:
 - a) valutare negativamente, non approvando ai fini tariffari sulla base degli elementi informativi ad oggi disponibili, l'intervento "Potenziamento export Fase 2", in ragione delle rilevanti incertezze circa le assunzioni alla base dell'analisi di utilità per il sistema di tale intervento, in particolare le ipotesi circa i flussi in esportazione che sono rappresentati nel DDS 2023 con ampi margini di variabilità; tali assunzioni dovranno essere ulteriormente approfondite e corroborate da dati e valutazioni nell'ambito dei prossimi Piani;
 - b) sospendere la valutazione dell'intervento "Allacciamento Piombino / alto Tirreno" e i relativi riconoscimenti tariffari, nelle more delle future decisioni in merito alla rilocalizzazione della FSRU attualmente presso Piombino, ferma restando l'evidenza secondo cui, allo stato attuale, il progetto risulta caratterizzato da rilevanti costi di allacciamento e di adeguamento della rete di trasporto, e da potenziali profili di inefficienza;
 - c) richiedere ulteriori approfondimenti, e sospendere conseguentemente i riconoscimenti tariffari, su alcuni interventi di sviluppo di "Centrali di compressione *dual fuel*", rispetto all'utilità marginale di tali interventi di sostituzione previsti nel medio-lungo periodo, in particolare quelli per i quali non è stata ancora assunta la decisione finale d'investimento (ossia le centrali *dual fuel* di Montesano, Gallese, Terranuova Bracciolini, Tarsia, Melizzano, Istrana, Enna, Masera), con particolare riferimento a:
 - i. ACB per singola centrale, al fine di procedere ad una valutazione specifica dei benefici, la relativa utilità marginale ed eventualmente prioritizzare gli interventi proposti;
 - ii. analisi sulle necessità di sostituzione delle centrali *dual fuel*, avvalorando e dettagliando le informazioni anche attraverso specifiche analisi sullo stato di salute degli impianti esistenti elaborate attraverso una specifica metodologia *Asset Health*;
 - iii. una più chiara rappresentazione del beneficio B4 relativo al costo evitato, presentando gli indici di *performance* economica sia in presenza che in assenza di tale beneficio, al fine di apprezzare la solidità dell'analisi in ogni scenario progettuale;
 - iv. specifiche analisi che dimostrino che la soluzione *dual fuel* risulti più economica ed efficiente rispetto ad una centrale tradizionale;
 - d) valutare negativamente, non approvando ai fini tariffari sulla base degli elementi informativi ad oggi disponibili, l'intervento "Metanodotto Matagiola – Massafra", in ragione degli attuali esiti delle procedure di capacità incrementale;
 - e) sospendere le valutazioni del progetto "Virtual pipeline continente – Sardegna", e i relativi riconoscimenti tariffari, nelle more della conclusione del procedimento avviato con deliberazione 279/2022/R/COM per l'implementazione del DPCM 29 marzo 2022, e sue eventuali revisioni;

- f) richiedere che gli interventi di sostituzione e sicurezza con 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.

RITENUTO, INFINE, 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 sia data maggiore evidenza delle modalità di riconciliazione delle informazioni rispetto quelle eventualmente riscontrabili in altre pubblicazioni da parte delle imprese di trasporto;
- vista la rilevanza degli scambi di gas naturale con nazioni 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

DELIBERA

1. di valutare, ai sensi dell'articolo 16, comma *6bis*, del decreto legislativo 93/11, e ai fini dei riconoscimenti tariffari, i Piani decennali di sviluppo delle reti di trasporto del gas relativi all'anno 2023, esprimendo un nulla osta allo sviluppo degli interventi dei Piani 2023, fatto salvo quanto specificatamente trattato nei termini di cui ai successivi punti del presente provvedimento, e tenuto conto delle motivazioni espresse nelle relative premesse;
2. con riferimento al Piano di Energie, di valutare negativamente, non approvandoli ai fini tariffari sulla base degli elementi informativi ad oggi disponibili, gli interventi "Valsesia", "Valli di Lanzo", "Alta Langa", "Valli Neva – Pennavaira", "Tanaro – Arroscia – Impero", "Garfagnana"; con particolar riferimento all'intervento "Tanaro – Arroscia – Impero", di richiedere al gestore di dare evidenza, nei prossimi Piani, degli eventuali benefici relativi alla continuità e alla sicurezza del servizio nelle aree ad oggi servite da reti isolate o in antenna;
3. con riferimento al Piano di Enura, di valutare negativamente, non approvandoli ai fini tariffari sulla base degli elementi informativi ad oggi disponibili, gli interventi di cui alla "Fase 2" del progetto di metanizzazione della Regione Sardegna, nonché quelli relativi alla dorsale; per quanto riguarda la valutazione delle opere di cui alla "Fase 1" diverse dalla dorsale, di procedere ad ulteriori valutazioni dell'intervento nell'ambito dei prossimi Piani, in coerenza con gli esiti del procedimento avviato con deliberazione 279/2022/R/COM e con eventuali revisioni del DPCM 29 marzo 2022, sospendendone il riconoscimento ai fini tariffari;

4. con riferimento al Piano di Gasdotti Alpini, di confermare la valutazione positiva degli interventi proposti e prendere atto degli esiti del Tavolo di coordinamento, fatti comunque salvi eventuali elementi ulteriori e criticità che dovessero emergere nell'ambito dei prossimi Piani, anche in relazione al coordinamento delle tempistiche di sviluppo tra rete di trasporto e rete di distribuzione, in coerenza con quanto previsto al comma 10.4 dei Requisiti minimi;
5. con riferimento al Piano di ITG, di valutare negativamente l'intervento "Piombino – Isola d'Elba", non approvandolo ai fini tariffari sulla base degli elementi informativi ad oggi disponibili;
6. con riferimento al Piano di SGI, di richiedere alla società di dare evidenza nei prossimi Piani, con riferimento all'intervento "Lucera – San Paolo Civitate", dei benefici correlati all'effettiva domanda di CNG e di metano per autotrazione e industria, e all'offerta di biometano;
7. con riferimento al Piano di Snam Rete Gas, di:
 - a) valutare negativamente l'intervento "Potenziamento export Fase 2", non approvandolo ai fini tariffari sulla base degli elementi informativi ad oggi disponibili;
 - b) sospendere la valutazione dell'intervento "Allacciamento Piombino / alto Tirreno" e i relativi riconoscimenti tariffari;
 - c) richiedere ulteriori approfondimenti, e sospendere conseguentemente i riconoscimenti tariffari, su alcuni interventi di sviluppo di "Centrali di compressione *dual fuel*", rispetto all'utilità marginale di tali interventi di sostituzione previsti nel medio-lungo periodo, in particolare quelli per i quali non è stata ancora assunta la decisione finale d'investimento (ossia le centrali *dual fuel* di Montesano, Gallese, Terranuova Bracciolini, Tarsia, Melizzano, Istrana, Enna, Masera);
 - d) valutare negativamente l'intervento "Metanodotto Matagiola – Massafra", non approvandolo ai fini tariffari sulla base degli elementi informativi ad oggi disponibili;
 - e) sospendere le valutazioni del progetto "*Virtual pipeline* continente – Sardegna", e i relativi riconoscimenti tariffari, nelle more della conclusione del procedimento avviato con deliberazione 279/2022/R/COM per l'implementazione del DPCM 29 marzo 2022, e sue eventuali revisioni;
 - f) richiedere al gestore che gli interventi di sostituzione e sicurezza con 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;
8. di trasmettere il presente provvedimento al Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica;
9. di trasmettere il presente provvedimento ai seguenti gestori del sistema di trasporto: Consorzio della Media Valtellina per il Trasporto del Gas, Energie Rete Gas S.r.l., Enura S.p.A., Gasdotti Alpini S.r.l., Infrastrutture Trasporto Gas S.p.A., Metanodotto

Alpino S.r.l., Netenergy Service S.r.l., Retragas S.r.l., Società Gasdotti Italia S.p.A.,
Snam Rete Gas S.p.A.;
10. di pubblicare il presente provvedimento sul sito internet dell’Autorità www.arera.it.

11 marzo 2025

IL PRESIDENTE
Stefano Besseghini