

DELIBERAZIONE 20 DICEMBRE 2022
696/2022/R/GAS

VALUTAZIONE DEI PIANI DECENNALI DI SVILUPPO DELLE RETI DI TRASPORTO DEL GAS NATURALE 2021 E 2022

L'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA RETI E AMBIENTE

Nella 1232^a riunione del 20 dicembre 2022

VISTI:

- la direttiva 2009/73/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009, relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale;
- il regolamento (CE) 715/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009, in materia di condizioni di accesso alle reti di trasporto del gas naturale (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) 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 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: nuovo regolamento TEN-E);
- 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. (di seguito: legge 115/15);
- il decreto-legge 19 maggio 2020, n. 34, come convertito, con modificazioni, con legge 17 luglio 2020, n. 77 (di seguito: decreto-legge 34/20);
- 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 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 (di seguito: decreto-legge 17/22);
- 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 della Transizione Ecologica 17 febbraio 2022;
- 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 della Transizione Ecologica 17 febbraio 2022;
- 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, del 31 dicembre 2019, pubblicato il 21 gennaio 2020 sul sito *internet* del Ministero dello Sviluppo Economico (di seguito: PNIEC);
- 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 giugno 2016, 351/2016/R/GAS;
- 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 28 marzo 2019, 114/2019/R/GAS e il relativo Allegato A (di seguito: RTTG);
- la deliberazione dell'Autorità 11 giugno 2019, 230/2019/R/GAS (di seguito: deliberazione 230/2019/R/GAS);
- la deliberazione dell'Autorità 30 luglio 2019, 335/2019/R/GAS (di seguito: deliberazione 335/2019/R/GAS);
- la deliberazione dell'Autorità 27 dicembre 2019, 570/2019/R/GAS (di seguito: deliberazione 570/2019/R/gas) e il relativo Allegato A (di seguito: RTDG);

- la memoria dell’Autorità 31 luglio 2020, 300/2020/I/COM (di seguito: memoria 300/2020/I/COM);
- la segnalazione dell’Autorità al Parlamento e al Governo 27 ottobre 2020, 406/2020/I/GAS (di seguito: segnalazione 406/2020/I/GAS);
- la deliberazione dell’Autorità 15 dicembre 2020, 539/2020/R/GAS (di seguito: deliberazione 539/2020/R/GAS);
- la deliberazione dell’Autorità 28 giugno 2021, 271/2021/R/COM;
- la deliberazione dell’Autorità 23 dicembre 2021, 617/2021/R/GAS (di seguito: deliberazione 617/2021/R/GAS);
- la deliberazione dell’Autorità 13 gennaio 2022, 2/2022/A e il relativo Allegato A;
- la deliberazione dell’Autorità 22 febbraio 2022, 65/2022/R/GAS (di seguito: deliberazione 65/2022/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, 525/2022/R/GAS (di seguito: deliberazione 525/2022/R/GAS);
- la deliberazione dell’Autorità 25 ottobre 2022, 528/2022/R/GAS (di seguito: deliberazione 528/2022/R/GAS);
- la deliberazione dell’Autorità 2 novembre 2022, 548/2022/R/GAS (di seguito: deliberazione 548/2022/R/GAS);
- il documento per la consultazione 23 dicembre 2021, 616/2021/R/GAS (di seguito: documento per la consultazione 616/2021/R/GAS);
- il documento per la consultazione 19 luglio 2022, 336/2022/R/GAS (di seguito: documento per la consultazione 336/2022/R/GAS);
- il documento per la consultazione 18 ottobre 2022, 502/2022/R/GAS;
- la determinazione del Direttore della Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling* dell’Autorità 18 febbraio 2021, 1/2021 (di seguito: determinazione 1/2021);
- la determinazione del Direttore della Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling* dell’Autorità 1° aprile 2022, 3/2022 (di seguito: determinazione DIEU 3/2022);
- il *TYNDP Scenario Report* 2022, di aprile 2022, redatto congiuntamente da ENTSOG e ENTSO-E;
- l’opinione dell’Agenzia europea per la cooperazione dei regolatori dell’energia (di seguito: ACER) 6/2022 del 15 luglio 2022 sullo schema di rapporto scenari di ENTSO-E e ENTSOG per il TYNDP 2022 (di seguito: opinione 6/2022);
- la lista aggiornata di progetti per il TYNDP 2022, pubblicata da ENTSOG il 21 ottobre 2022 (di seguito: *draft* TYNDP 2022);
- il Piano decennale di sviluppo delle reti di trasporto del gas naturale (di seguito: Piano), relativo agli anni 2021 e 2022, 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 contenente tutti gli interventi contenuti nei Piani dei gestori del sistema di trasporto, relativo ai Piani 2021 e 2022;
- i documenti propedeutici ai Piani 2021 e 2021, 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);
 - il Documento di Descrizione degli Scenari (di seguito: DDS) applicati nei Piani 2021 e 2022;
 - il DDS redatto congiuntamente da Snam Rete Gas S.p.A. (di seguito: Snam) e Terna S.p.A. (di seguito: Terna) e pubblicato a luglio 2022, propedeutico all’elaborazione dei Piani 2023;
 - lo Studio 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);
 - la proposta della Commissione Europea per un nuovo quadro dell’Unione Europea per decarbonizzare i mercati del gas, promuovere l’idrogeno e ridurre le emissioni di metano, pubblicata il 15 dicembre 2021 (di seguito: proposta di nuovo quadro gas);
 - la comunicazione della Commissione al Parlamento europeo, al Consiglio, al Comitato economico e sociale europeo e al Comitato delle Regioni del 11 dicembre 2019, COM(2019)640-final (*Green Deal europeo*);
 - la comunicazione della Commissione al Parlamento europeo, al Consiglio, al Comitato economico e sociale europeo e al Comitato delle Regioni del 14 luglio 2021, COM(2021)550-final (*FIT-for 55*);
 - la comunicazione della Commissione al Parlamento europeo, al Consiglio, al Comitato economico e sociale europeo e al Comitato delle Regioni del 18 maggio 2022, COM(2022)230-final (*Piano REPowerEU*).

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

- la legge 481/1995, come modificata dal decreto-legge 17/22, nel delineare il quadro generale e le funzioni di regolazione dei servizi di pubblica utilità, 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 ed aggiornate dall’Autorità “*in relazione all’andamento del mercato e del reale costo di approvvigionamento della materia prima*” e “*in modo da assicurare la qualità, l’efficienza del servizio e l’adeguata diffusione del medesimo sul territorio nazionale*”;

- 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, come modificato con legge 115/15, prevede che il gestore del sistema di trasporto trasmetta annualmente all'Autorità e al Ministero dello Sviluppo Economico (ora Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica) un Piano contenente le misure efficaci atte a garantire l'adeguatezza del sistema e la sicurezza di approvvigionamento, tenendo conto anche dell'economicità degli investimenti e della tutela dell'ambiente e che l'Autorità, ricevuto il Piano, lo sottoponga a consultazione secondo modalità aperte e trasparenti e renda pubblici i risultati della consultazione;
- 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 gli interventi di sviluppo, la data prevista di realizzazione e messa in esercizio delle infrastrutture;
- ai sensi dell'articolo 16, comma 4, del decreto legislativo 93/11, nell'elaborare il Piano il gestore del sistema 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 contempli 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 al gestore del sistema di trasporto modifiche al Piano;
- il richiamato articolo 16 del decreto legislativo 93/11, come modificato con legge 115/15, attribuisce all'Autorità anche il compito di monitorare l'attuazione di tale Piano da parte dei gestori (rif. comma 7), potendo anche imporre al gestore di

realizzare entro un certo termine un determinato investimento in caso di ritardo e/o inerzia a esso imputabile, ovvero nel caso in cui la mancata realizzazione dell'investimento rappresenti ostacolo all'accesso al sistema o allo sviluppo concorrenziale del mercato del gas naturale (rif. comma 8);

- 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, essa 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, in coerenza:
 - a) con le disposizioni di cui all'articolo 1 della legge 481/95 in materia di economicità e redditività dei servizi di pubblica utilità;
 - b) con la disciplina tariffaria dell'attività di trasporto, che prevede: i) 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”*; ii) il riconoscimento nei limiti dei benefici quantificabili e monetizzabili nei casi in cui risultino, in esito alle valutazioni di Piano, benefici inferiori ai costi (rif. all'articolo 4, comma 1, della RTTG);
- 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 sul pieno 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, in un'ottica di intersectorialità e complementarità tra i settori elettrico e gas (c.d. *sector coupling*), e al fine di garantire coerenza nelle ipotesi per la pianificazione delle infrastrutture di trasporto nei settori dell'energia elettrica e del gas naturale, l'Autorità ha disposto che le società Terna e Snam predispongano scenari coordinati per i Piani;

- con la deliberazione 468/2018/R/GAS, l’Autorità ha introdotto nuove 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;
- con la deliberazione 114/2019/R/GAS, di approvazione dei criteri di regolazione tariffaria del servizio di trasporto del gas naturale per il periodo 2020-2023, l’Autorità ha introdotto previsioni regolatorie basate su un maggior coordinamento tra la regolazione tariffaria e le valutazioni dei Piani di sviluppo;
- ai sensi della RTTG:
 - a) nei casi in cui, in esito alle valutazioni dei Piani, risulti dalla ACB un beneficio per il sistema nazionale del gas inferiore ai costi, l’intervento è ammesso al riconoscimento tariffario nei limiti dei benefici monetizzabili (rif. articolo 4, comma 1, della RTTG);
 - b) qualora un intervento sia incluso nel Piano, ma non presenti tutti gli elementi informativi necessari alla valutazione, sia ammesso in via transitoria alla sola remunerazione base a condizione che, nel successivo Piano, l’impresa di trasporto presenti tutti gli elementi necessari alla valutazione dell’intervento (rif. articolo 5, comma 6, della RTTG);
- 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; la medesima deliberazione 468/2018/R/GAS prevede che l’impresa maggiore di trasporto, in sede di pubblicazione dei Criteri applicativi dell’ACB per i Piani dell’anno successivo, possa presentare proposte di aggiornamento di tali criteri, che tali proposte siano valutate dall’Autorità in sede di valutazione dei Piani e, in caso di valutazione positiva, applicate a decorrere dai Piani relativi all’anno successivo (rif. commi 6.2 e 6.3);
- con la memoria 300/2020/I/COM, l’Autorità ha trasmesso alle Commissioni riunite 1^a Affari costituzionali e 8^a Lavori pubblici del Senato della Repubblica le proprie osservazioni e proposte in relazione al decreto-legge 76/20, segnalando tra l’altro l’esigenza di prevedere una frequenza biennale, in luogo di quella vigente annuale, per la predisposizione dei Piani di sviluppo delle reti di trasporto del gas naturale, nonché di prevederne l’approvazione (e non la semplice valutazione), coerentemente a quanto anche raccomandato dall’ACER nella propria posizione sulla revisione del regolamento sulle reti trans-europee dell’energia (TEN-E) e sulla *governance* delle infrastrutture (rif. documento ACER-CEER “*Position on Improving the Regulation on Guidelines for Trans-European Energy Networks (TEN-E Regulation)*” del 5 marzo 2021);
- con la deliberazione 539/2020/R/GAS, l’Autorità ha espresso le proprie valutazioni sui Piani 2019 e 2020 e, inoltre:
 - a) in relazione alle carenze informative riscontrate dall’analisi dei Piani e dei documenti ad essi propedeutici, ha disposto il rafforzamento dei Requisiti minimi, con particolar riferimento al coordinamento tra trasporto e distribuzione in aree di

nuova metanizzazione e agli interventi che prevedono sostituzioni, anche parziali, di tratti di rete in esercizio;

- b) ha avviato un procedimento allo scopo di individuare, in analogia a quanto attualmente previsto dalla regolazione per gli sviluppi infrastrutturali delle reti di distribuzione, specifici criteri di efficienza per il riconoscimento tariffario degli interventi di sviluppo delle reti di trasporto in aree di nuova metanizzazione;
- c) ha avviato un procedimento allo scopo di individuare specifici meccanismi finalizzati a restituire agli utenti del servizio di trasporto una quota parte degli eventuali ricavi derivanti dalla fornitura di servizi di flessibilità al mercato elettrico attraverso centrali di compressione *dual fuel*;
- con la deliberazione 617/2021/R/GAS, di avvio di procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità del servizio di trasporto e misura del gas naturale per il sesto periodo di regolazione (6PRT), l’Autorità ha disposto la formazione di provvedimenti finalizzati a rafforzare il coordinamento tra la regolazione tariffaria e le valutazioni dei Piani;
- con i documenti per la consultazione 616/2021/R/GAS e 336/2022/R/GAS sono stati presentati gli orientamenti dell’Autorità in materia di incentivo al mantenimento in esercizio delle reti, criteri di efficienza in caso di sviluppo della rete di trasporto in aree di nuova metanizzazione e criteri di restituzione al sistema di ricavi derivanti dall’esercizio di centrali *dual fuel*;
- con la deliberazione 470/2022/R/GAS, al fine di dare attuazione alla sentenza del Consiglio di Stato, Sesta Sezione, 26 maggio 2022, n. 4241 (di seguito: sentenza 4241/2022) in materia di coordinamento tra imprese di trasporto e di distribuzione e di criteri di valutazione dei Piani per i nuovi sviluppi della rete di trasporto, l’Autorità ha avviato:
 - a) un procedimento individuale per la valutazione degli interventi dei Piani della società Energie Rete Gas S.r.l. relativi agli anni 2017 e 2018, da condurre e concludersi in sede di valutazione dei Piani 2021 e 2022 della medesima società;
 - b) un procedimento di carattere generale volto a riformare la deliberazione 468/2018/R/GAS, sia sotto il profilo sostanziale in materia di coordinamento tra imprese di trasporto e di distribuzione, sia sotto il profilo formale in materia di criteri di valutazione dei Piani, che si concluda con specifico provvedimento, da adottare contestualmente all’introduzione delle misure prospettate nei documenti per la consultazione 616/2021/R/GAS e 336/2022/R/GAS, non oltre il 31 marzo 2023;
- nella proposta della Commissione Europea di nuovo quadro gas del 15 dicembre 2021, alle autorità di regolazione nazionali è attribuito, tra l’altro, il potere di approvare ed emendare i Piani nazionali.

CONSIDERATO CHE, CON RIFERIMENTO ALLO SVILUPPO INFRASTRUTTURALE IN 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, conformemente a quanto previsto dal Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC 2019), prevedendo, tra l'altro, che la rete nazionale di trasporto del gas sia estesa, anche ai fini tariffari, alla Sardegna attraverso il Collegamento Virtuale, 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);
- l'Autorità, con deliberazione 335/2019/R/GAS, di valutazione dei Piani 2017 e 2018, ha richiesto alla società RSE S.p.A. di avviare uno studio indipendente finalizzato ad una più ampia valutazione, in logica ACB, delle opzioni disponibili per l'adeguamento infrastrutturale del sistema energetico della regione Sardegna;
- con la deliberazione 539/2020/R/GAS, di valutazioni dei Piani 2019 e 2020, l'Autorità ha dato conto degli esiti dello Studio RSE sull'approvvigionamento energetico della regione Sardegna, predisposto ai sensi della deliberazione 335/2019/R/GAS, 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 elaborati congiuntamente da Snam e Terna per la Sardegna e sulle conseguenti necessità infrastrutturali) e, 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 degli approfondimenti istruttori.

CONSIDERATO CHE, CON RIFERIMENTO ALLO SVILUPPO DELLA RETE DI TRASPORTO IN AREE DI NUOVA METANIZZAZIONE:

- i criteri di gara per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale, ai sensi dell'articolo 9, comma 3, del decreto 226/11, prevedono che in caso di interventi di estensione, manutenzione e potenziamento della rete, *“la Stazione appaltante prepara le linee guida programmatiche d'ambito con le condizioni minime di sviluppo, differenziate, se necessario, rispetto al grado di metanizzazione raggiunto nel Comune, alla vetustà dell'impianto, all'espansione territoriale e alle caratteristiche territoriali”*, specificando inoltre che *“le condizioni minime di sviluppo e gli interventi contenuti nelle linee guida programmatiche d'ambito devono essere tali da consentire l'equilibrio economico e finanziario del gestore e devono essere giustificati da un'analisi dei benefici per i consumatori rispetto ai costi da sostenere”*;
- con la deliberazione 570/2019/R/GAS, recante la regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo 2020-2025, l'Autorità ha previsto che *“possano essere ammessi ai riconoscimenti tariffari i soli costi relativi a investimenti che rispettino condizioni minime di sviluppo ritenute ragionevoli dall'Autorità”*, come definite dall'Autorità negli orientamenti per le ACB previste dal decreto 226/11, recante i criteri di gara e di valutazione dell'offerta per l'affidamento del servizio della distribuzione del gas naturale;
- con la segnalazione 406/2020/I/GAS, l'Autorità ha manifestato forti preoccupazioni in ordine ai potenziali, rilevanti effetti distorsivi che deriverebbero dall'attuazione dell'articolo 114-ter del decreto-legge 34/20, che sancisce un obbligo a carico dell'Autorità di riconoscere una integrale copertura tariffaria degli investimenti relativi a sviluppi di reti di distribuzione in Comuni metanizzati o da metanizzare in specifiche località del Paese individuate dallo stesso articolo (prevalentemente classificati come territori montani);
- in relazione agli sviluppi di rete di distribuzione in Comuni metanizzati o da metanizzare in territori montani, l'Autorità:
 - a) con la deliberazione 525/2022/R/GAS ha confermato l'applicazione del tetto ai riconoscimenti dei costi di capitale per il servizio di distribuzione di cui all'articolo 33 della RTDG alle località con anno di prima fornitura successivo al 2017;
 - b) con la deliberazione 528/2022/R/GAS ha previsto che gli investimenti eccedenti il livello corrispondente alle condizioni minime di sviluppo, non supportati da un'adeguata ACB, non potranno concorrere alla determinazione del livello del capitale investito rilevante ai fini tariffari;

- con i predetti documenti di consultazione 616/2021/R/GAS e 336/2022/R/GAS, in relazione agli sviluppi di rete in aree di nuova metanizzazione, l’Autorità ha evidenziato come, particolarmente in un contesto energetico in transizione verso scenari di decarbonizzazione al 2050, la metanizzazione di nuove aree debba essere circoscritta ai casi in cui non sia possibile realizzare alternative maggiormente efficienti e sostenibili da un punto di vista ambientale e, di conseguenza, come tale scelta debba essere attentamente valutata sul piano dell’efficienza dei costi, prospettando:
 - a) l’adozione di specifici criteri di efficienza per gli interventi di sviluppo delle reti di trasporto in aree di nuova metanizzazione, attraverso un sistema di indicatori – da ricomprendere nell’ambito dei Requisiti minimi informativi dei Piani – che identifichi le condizioni minime di sviluppo di un intervento (intese come capacità di trasporto per chilometro di rete) e, qualora queste non siano rispettate, una soglia oltre la quale l’investimento sia ritenuto inefficiente e, di conseguenza, non ammesso alla copertura tariffaria;
 - b) come ulteriore misura di coordinamento tra gli sviluppi di rete di trasporto e di distribuzione, l’introduzione: (i) di un principio di coerenza tra la capacità della rete di trasporto considerata ai fini del calcolo degli indicatori di cui alla precedente lettera a) e gli sviluppi della rete di distribuzione in funzione dei livelli di domanda effettivi, e (ii) di misure di riproporzionamento dei costi di trasporto in caso contrario;
- il tema del rischio di sviluppi di rete inefficienti in assenza di coordinamento tra sviluppi della rete di trasporto e sviluppi della rete di distribuzione a valle è stato oggetto di una comunicazione della Direzione Infrastrutture, Energia e *Unbundling* al Ministero della Transizione Ecologica (prot. Autorità P/47509 del 20 dicembre 2021), nell’ambito della quale è stato evidenziato come *“lo sviluppo della rete di trasporto in nessun caso possa essere considerato come prioritario e abilitante di futuri e solo eventuali sviluppi della rete di distribuzione del gas naturale”*;
- in relazione agli sviluppi infrastrutturali delle reti di trasporto e distribuzione in aree di nuova metanizzazione, oltre al necessario coordinamento funzionale e temporale, sia l’individuazione della rete di trasporto regionale sia l’eventuale riclassificazione di reti di distribuzione in reti di trasporto debbano essere valutate 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.

CONSIDERATO CHE, CON RIFERIMENTO AGLI INTERVENTI DI NUOVA METANIZZAZIONE PREVISTI NELL’AREA DELLA PROVINCIA AUTONOMA DI TRENTO:

- con la deliberazione 539/2020/R/GAS, di valutazione dei Piani 2019 e 2020, l’Autorità ha rilevato che in assenza di un concessionario della distribuzione del gas naturale per l’ATEM Trento, e in attesa che sia bandita dalla Stazione Appaltante la gara d’Ambito

per l'assegnazione della concessione del servizio della distribuzione, si pone un problema di coordinamento, sia funzionale sia temporale, tra sviluppi delle reti di trasporto e sviluppi delle reti di distribuzione del gas naturale;

- con comunicazione del 5 gennaio 2022 (prot. Autorità A/296), la Provincia Autonoma di Trento ha inviato al Ministero della Transizione Ecologica una comunicazione sulla classificazione dei nuovi tratti di rete regionale con cui ha evidenziato, tra l'altro, la sovrapposizione di alcuni tratti di gasdotto proposti dalle imprese di trasporto Gasdotti Alpini e Retragas;
- con comunicazione del 28 giugno 2022 alla Provincia Autonoma di Trento (prot. Autorità P/28332), la Direzione Infrastrutture, Energia e *Unbundling* ha sottolineato come l'eventuale futura valutazione positiva degli interventi di sviluppo contenuti nei Piani presentati dalle società di trasporto che intendono operare nel territorio provinciale non costituisce elemento propedeutico allo sviluppo della rete di distribuzione del gas naturale, bensì, al contrario, 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; e come lo sviluppo eventuale della rete di trasporto del gas, finalizzata ad alimentare i nuovi sviluppi della distribuzione, avverrà a condizione che sia assicurata l'efficienza del servizio regolato, ovvero a condizione che i nuovi sviluppi infrastrutturali della rete di trasporto gas siano compatibili con l'efficienza e la sicurezza del sistema e realizzati secondo criteri di economicità.

CONSIDERATO CHE, CON RIFERIMENTO AL PROCESSO DI CONSULTAZIONE DEI PIANI 2021 E 2022:

- in data 30 settembre 2021 Snam e Terna hanno provveduto a pubblicare il DDS 2021, redatto congiuntamente, propedeutico all'elaborazione dei Piani 2022;
- 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 hanno inviato all'Autorità e al Ministero dello Sviluppo Economico, ai sensi delle disposizioni di cui all'articolo 16 del decreto legislativo 93/11 e della deliberazione 468/2018/R/GAS, i Piani relativi agli anni 2021 e 2022, rispettivamente in data 31 marzo 2021 e 31 gennaio 2022;
- con comunicati del 7 giugno 2021 e del 29 marzo 2022 sono stati avviati dall'Autorità i processi di consultazione dei Piani 2021 e 2022, che si sono conclusi rispettivamente in data 30 luglio 2021 e 31 maggio 2022;
- congiuntamente ai Piani 2022, è stata consultata anche la proposta di aggiornamento dei Criteri applicativi dell'ACB inviata da Snam con comunicazione del 30 novembre 2021 (prot. Autorità A/45067 del 1° dicembre 2021), che ai sensi del comma 6.3 della deliberazione 468/2018/R/GAS l'Autorità valuta in sede di valutazione dei Piani;

- 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 due sessioni pubbliche *online*, che si sono svolte rispettivamente in data 15 luglio 2021 con riferimento ai Piani 2021 e in data 4 maggio 2022 per i Piani 2022, durante le quali sono stati presentati i principali interventi contenuti nei Piani e le principali ipotesi di scenario assunte;
- le osservazioni presentate da tutti i soggetti interessati nell'ambito del processo di consultazione, unitamente alle controdeduzioni alle osservazioni elaborate da Snam 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 2021 e 2022, dalle risposte pervenute dai soggetti interessati è emersa, tra l'altro:
 - a) l'importanza di valutare gli impatti dei recenti accadimenti geopolitici e le conseguenti azioni dell'UE sugli scenari energetici, in modo da definire gli investimenti infrastrutturali necessari;
 - b) in relazione all'intervento "Linea Adriatica", l'opportunità di valutare il progetto in chiave prospettica, tenendo conto degli scenari di decarbonizzazione e delle prospettive di nuove importazioni, considerando inoltre, visti i benefici transfrontalieri che il progetto è supposto produrre, un'allocatione di parte dei costi agli altri paesi beneficiari (cd. *cross-border cost allocation*);
 - c) in relazione al progetto "Centrali *dual fuel*", la necessità di chiarimenti con riferimento alle modalità di partecipazione di Snam al Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD), nonché dubbi di compatibilità dell'esercizio di tali impianti con la normativa comunitaria e nazionale in tema di *unbundling*;
 - d) in relazione al progetto di metanizzazione del Trentino, la sovrapposizione tra alcuni interventi proposti nell'ambito dei Piani di due differenti gestori del sistema di trasporto del gas naturale;
- in relazione alle osservazioni formulate dai soggetti interessati è opportuno tenere conto che:
 - a) il DDS 2022, propedeutico ai Piani 2023, già recepisce i più recenti obiettivi europei di riduzione delle emissioni del 55% entro il 2030 e di *Carbon Neutrality* al 2050, nonché alcuni effetti dei recenti accadimenti geopolitici; inoltre, l'Autorità, con deliberazione 65/2022/R/GAS, che ha modificato il termine per la predisposizione da parte di Snam e Terna del documento congiunto di descrizione degli scenari per i piani di sviluppo 2023, ha già evidenziato l'opportunità di procedere a una consultazione riguardo l'introduzione di ulteriori requisiti minimi per gli scenari dei piani di sviluppo delle reti energetiche, incluse le relative scadenze, tenendo anche conto degli sviluppi legislativi attualmente in corso in sede europea;
 - b) con riferimento all'intervento denominato "Linea Adriatica", con la deliberazione 548/2022/R/GAS, di approvazione del documento "*Project proposal of TAP, SRG and DESFA for the 2021 incremental capacity process October 2022*", l'Autorità

- ha sottolineato l'esigenza di tener conto dei benefici dell'opera non solo nazionali ma anche europei, stante la sua rilevanza transfrontaliera;
- c) in relazione al progetto "Centrali *dual fuel*", le modalità di partecipazione di Snam a MSD, e la definizione di meccanismi finalizzati a restituire agli utenti del servizio di trasporto una quota parte degli eventuali ricavi derivanti dalla fornitura di servizi di flessibilità, verranno determinati in esito alla chiusura del procedimento avviato con la deliberazione 539/2020/R/GAS, e tenuto conto degli esiti delle consultazioni 616/2021/R/GAS e 336/2022/R/GAS; al riguardo, nell'ambito del documento per la consultazione 336/2022/R/GAS l'Autorità ha già evidenziato come Snam parteciperebbe al mercato solo come utenza passiva e, pertanto, non si manifesterebbero problemi di incompatibilità con la normativa in materia di *unbundling*;
 - d) l'Autorità, sin dalla deliberazione 335/2019/R/GAS, ha evidenziato in più occasioni la necessità di un adeguato coordinamento tra gli sviluppi delle reti di trasporto e quelli di distribuzione, anche con l'obiettivo di evitare il rischio di una duplicazione, diseconomica e disfunzionale, delle infrastrutture;
 - le osservazioni pervenute in esito ai procedimenti di consultazione convergono sull'opportunità che alcuni interventi di sviluppo in aree non metanizzate siano valutati sulla base dell'evidenza di un effettivo coordinamento tra soggetti gestori delle reti ed enti locali concedenti il servizio di distribuzione.

CONSIDERATO CHE, CON RIFERIMENTO ALLA COERENZA TRA PIANI NAZIONALI E PIANI EUROPEI:

- il regolamento (CE) 715/2009 e il nuovo regolamento TEN-E prevedono disposizioni in materia di:
 - a) adozione, ogni due anni, di un TYNDP non vincolante di sviluppo della rete a livello comunitario;
 - b) attività di definizione di scenari congiunti elettricità-gas ai fini della predisposizione del TYNDP;
 - c) metodologia di analisi costi-benefici da applicare al TYNDP;
 - d) predisposizione, a partire dall'entrata in vigore del nuovo regolamento TEN-E, di un rapporto di valutazione degli *infrastructure gaps*;
 - e) verifiche della coerenza tra il TYNDP europeo e i Piani nazionali di sviluppo della rete;
 - f) identificazione, ogni due anni, di un elenco di progetti di interessi comune (PCI);
- l'Autorità, ai sensi dell'articolo 36, comma 14-*bis* e dell'articolo 43, comma 6 del decreto legislativo 93/11, è tenuta a valutare la coerenza tra gli scenari sviluppati in ambito europeo e quelli sviluppati per i piani nazionali;
- ENTSOG e ENTSO-E hanno pubblicato ad aprile 2022 il rapporto scenari per il TYNDP 2022 che 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 e pubblicato l’Opinione 6/2022 sullo schema di rapporto scenari per il TYNDP 2022, in cui ha:
 - a) evidenziato la durata eccessiva del processo di preparazione degli scenari;
 - b) ribadito l’assenza di uno scenario a crescita economica lenta, già evidenziata in precedenza;
 - c) sottolineato la necessità di aggiornare gli scenari, anche alla luce delle recenti dinamiche derivanti dalla crisi energetica innescata dal conflitto russo-ucraino, considerando i cambiamenti nei prezzi del gas, differenti ipotesi di penetrazione delle rinnovabili elettriche, e i mutamenti nelle rotte di approvvigionamento del gas;
- a luglio 2022 Snam e Terna hanno pubblicato il DDS 2022 redatto congiuntamente e propedeutico all’elaborazione dei Piani 2023;
- il DDS 2022, in coerenza con il raggiungimento degli obiettivi europei di riduzione delle emissioni del 55% entro il 2030 e di *Carbon Neutrality* al 2050 adottati negli scenari alla base del TYNDP 2022, analizza i seguenti scenari:
 - a) uno scenario di *policy* al 2030 detto *FIT-For-55*;
 - b) due scenari di *policy* al 2040, *Distributed Energy* e *Global Ambition*, il cui punto di partenza è il *FIT-For-55*;
 - c) uno scenario contrastante a quello di *policy* (cd. *Late Transition*, LT) sia al 2030 che al 2040;
- gli scenari di riferimento per i Piani 2022 (DDS 2021), elaborati da Snam e Terna, sono invece i seguenti:
 - a) *National Trend Italia* (NT Italia): scenario sviluppato da Snam e Terna coerentemente allo scenario *National Trend* elaborato dagli ENTSO nel 2020, ma con alcuni necessari affinamenti e aggiornamenti, in particolare sulla *reference grid* e sul settore della generazione elettrica;
 - b) *Global Ambition* (GA Italia): scenario elaborato dagli ENTSO nel 2020 nel rispetto degli obiettivi di contenimento della temperatura entro 1,5°C previsti dall’accordo di Parigi, con una visione più centralizzata del sistema energetico;
- in ragione del periodo in cui sono stati concepiti, gli scenari di riferimento del DDS 2021 per i Piani 2022 non includono gli obiettivi *FIT-For-55* (che sono invece stati recepiti dal DDS 2022), e non contemplano le recenti dinamiche derivanti dalla crisi energetica innescata dal conflitto russo-ucraino; pertanto presentano:
 - a) assunzioni relative ai prezzi delle *commodity*, in particolare gas naturale e CO₂, più conservative rispetto a quelle adottate nel più recente DDS 2022;
 - b) stime della domanda finale di gas maggiori, con un minore apporto dei gas verdi rispetto al DDS 2022;

- dall'esame di coerenza dei Piani nazionali 2022 con il *draft* TYNDP 2022 è emerso che gli elementi informativi degli interventi di sviluppo delle reti di trasporto contenuti nei Piani sono sostanzialmente coerenti con quelli forniti in ambito ENTSOG, tenuto conto delle diverse tempistiche di predisposizione degli elementi informativi (le informazioni di cui al *draft* TYNDP 2022 sono state fornite dalle imprese di trasporto in data 21 ottobre 2022, mentre i Piani 2022 sono stati trasmessi all'Autorità il 31 gennaio 2022); ciò premesso, si evidenzia come:
 - a) per l'intervento del Piano di Snam denominato "Linea Adriatica", comprensivo del metanodotto "Matagiola-Massafra", rispetto al Piano 2022 si riscontra nel TYNDP 2022 una data prevista di entrata in esercizio, più ravvicinata;
 - b) per l'intervento del Piano di Snam denominato Collegamento Virtuale con la Sardegna rispetto al Piano 2022, nel TYNDP 2022 si riscontra una data prevista di entrata in esercizio, più ravvicinata;
 - c) l'intervento "Larino-Chieti" proposto da SGI prevede nel TYNDP 2022 una spesa di investimento inferiore (di circa il 14%), rispetto al Piano 2022.

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

- i Piani 2022 ricomprendono gli interventi pianificati nei Piani 2021 e nuove esigenze di sviluppo, e sono elaborati sulla base di più aggiornate condizioni di scenario; pertanto, i Piani 2022 costituiscono la base per le valutazioni di seguito espresse;
- i Piani 2022 prevedono un impegno complessivo di spesa pari a circa 13.560 milioni di euro sull'orizzonte temporale di Piano, ossia dal 2022 al 2031, così ripartito:
 - a) 3.460 milioni di euro per interventi di sviluppo della rete di trasporto nazionale e regionale, di cui circa il 78% è sottoposto ad ACB;
 - b) 2.420 milioni di euro per interventi di mantenimento della continuità del servizio, di cui circa il 24% è sottoposto ad ACB;
 - c) 6.060 milioni di euro per interventi per la sicurezza;
 - d) 1.620 milioni di euro per allacciamenti e interventi minori;
- i Piani contengono anche ulteriori interventi di sviluppo "fuori piano", ossia le cui fasi realizzative sono previste oltre l'orizzonte di Piano, non soggetti pertanto a valutazione da parte dell'Autorità con il presente provvedimento;
- con determinazione DIEU 3/2022, sono stati individuati gli interventi da sottoporre a verifica indipendente e gli esperti deputati a tale incarico (rif. Allegato B);
- nell'ambito del processo di valutazione dei Piani, coerentemente con quanto previsto dalla determinazione DIEU 3/2022, sono state pertanto acquisite le relazioni di verifica indipendente relative ai seguenti interventi:
 - a) Metanizzazione Provincia Autonoma di Trento, di cui al Piano di Retragas;
 - b) Metanizzazione parte occidentale Provincia Autonoma di Trento, di cui al Piano di Gasdotti Alpini;
 - c) Metanodotto Piombino-Isola d'Elba, di cui al Piano di ITG;
 - d) Metanodotto rifacimento Livorno-Piombino, di cui al Piano di Snam;
 - e) Linea Adriatica, di cui al Piano di Snam;

- f) Metanodotto Lucera - San Paolo Civitate, di cui al Piano di SGI;
- g) gli interventi in aree di nuova metanizzazione del Piano di Energie Rete Gas relativi al *cluster* Valle d'Aosta (Verres-Ayas; Val Sesia; Point Saint Martin-Gressoney La Trinité; Valli di Lanzo) e Piemonte-Liguria (Alta Langa; Valli Neva-Pennavaira; Tanaro-Arroscia-Impero);
- nell'ambito delle verifiche indipendenti gli esperti hanno evidenziato anche l'opportunità di procedere ad un affinamento dei Requisiti minimi, al fine di migliorare il contenuto informativo dei Piani e la metodologia di ACB, di cui si terrà conto nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione 470/2022/R/GAS;
- le attività istruttorie condotte sui Piani 2022 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 CMVTG, e in particolare all'intervento "Villa di Tirano-Tirano", in relazione al quale con deliberazione 539/2020/R/GAS è stato rilevato un problema di coordinamento tra sviluppi delle reti di trasporto e quelli di distribuzione del gas naturale, tale criticità risulta permanere; tuttavia, con comunicazione 11 agosto 2022 (prot. Autorità A/35129 del 12 agosto 2022), CMVTG ha segnalato di aver cancellato la pianificazione del *feeder* di collegamento da Teglio a Tirano, costituente i due interventi di sviluppo di cui al Piano 2022 (metanodotti "Teglio-Villa di Tirano" e "Villa di Tirano-Tirano");
- con riferimento al Piano di Energie:
 - a) la valutazione dei Piani 2021 e 2022 costituisce, ai sensi della deliberazione 470/2022/R/GAS, riedizione del potere di valutazione dei Piani 2017 e 2018 in attuazione della sentenza del Consiglio di Stato 4241/2022, che ha annullato la valutazione espressa dall'Autorità con deliberazione 30 luglio 2019, 335/2019/R/GAS nei confronti dei Piani della società;
 - b) risulta permanere la criticità legata al mancato coordinamento tra sviluppi delle reti di trasporto e quelli di distribuzione del gas naturale già rilevata con la deliberazione 539/2020/R/GAS, in quanto, con riferimento ad alcuni interventi (in particolare: "Metanodotto Valsesia", "Metanodotto Valli di Lanzo", "Metanodotto Alta Langa-Valli Belbo e Bormida", "Metanodotto Valli Neva e Pennavaira", "Metanodotto Tanaro-Arroscia Impero" "Metanodotto Garfagnana") non risultano essere stati forniti documenti idonei a comprovare il coordinamento tra gli sviluppi di rete; ciononostante:
 - i. per gli interventi "Metanodotto Verres-Ayas", "Metanodotto Pont Saint Martin-Gressoney La Trinité" ed "Estensione Antey-Torgnon" sono state fornite informazioni e documentazione che attestano un effettivo coordinamento ai fini dello sviluppo delle reti di trasporto e di distribuzione;
 - ii. per l'intervento "Metanodotto Valli Neva e Pennavaira" e, parzialmente, per l'intervento "Metanodotto Tanaro-Arroscia-Impero", è stata manifestata da parte delle Stazioni Appaltanti interessate una generale volontà di inserire la metanizzazione dell'area tra le condizioni minime di sviluppo della rete di distribuzione;

- c) le ACB degli interventi, pur comprovando l'utilità per il sistema degli interventi, presentano alcuni errori materiali e incoerenze rispetto a quanto previsto dai Requisiti minimi, in particolare relativi alla mancanza di trasparenza sulle ipotesi sottostanti e sui dettagli di calcolo e assenza di analisi in scenari contrastanti; tali criticità assumono particolare rilevanza in relazione agli interventi che presentano risultati dell'ACB meno solidi, in quanto maggiormente suscettibili di variazione significativa al mutare delle variabili di calcolo, quali in particolare: "Metanodotto Alta Langa", "Metanodotto Tanaro-Aroschia-Impero", "Metanodotto Val Sesia" e "Metanodotto Valli di Lanzo";
- con riferimento al Piano di Enura:
 - a) dal quadro di sviluppo infrastrutturale definito dal DPCM 29 marzo 2022 emerge come gli unici tratti di rete eventualmente necessari per la metanizzazione della Sardegna siano quelli riconducibili ad alcune delle opere della c.d. "Fase 1" del progetto "Metanizzazione Sardegna" di cui al Piano, e in particolare:
 - i. collegamento del terminale di Portovesme alle zone industriali e ai bacini di distribuzione del Sulcis e della Città metropolitana di Cagliari;
 - ii. collegamento del terminale di Porto Torres alle zone industriali e alla Città metropolitana di Sassari;
 - iii. collegamento del terminale di Oristano alle zone industriali e alle reti di distribuzione dell'area;
 - b) la valutazione degli interventi di cui alla "Fase 1" del progetto "Metanizzazione Sardegna" è necessariamente subordinata all'attuazione del DPCM 29 marzo 2022 in esito al procedimento avviato con deliberazione 279/2022/R/COM, con particolare riferimento all'individuazione del perimetro del Collegamento Virtuale;
 - c) non sussistono, ad oggi, le condizioni per la pianificazione degli interventi di cui alla "Fase 2" del progetto "Metanizzazione Sardegna";
- con riferimento agli interventi di nuova metanizzazione previsti nell'area della Provincia Autonoma di Trento, di cui ai Piani di Gasdotti Alpini e Retragas:
 - a) permane la criticità relativa al coordinamento, sia funzionale sia temporale, tra sviluppi delle reti di trasporto e sviluppi delle reti di distribuzione del gas naturale, già rilevata con deliberazione 539/2020/R/GAS in relazione al Piano Retragas, a cui si aggiunge il rischio di sovrapposizioni totali o parziali tra alcune tratte delle reti di trasporto del gas naturale previste nei Piani dei due gestori;
 - b) alcune delle opere di sviluppo del Piano di Gasdotti Alpini presentano sovrapposizioni con la rete di distribuzione, rispetto alle quali la società prospetta l'opportunità di valutare una riclassificazione in rete di trasporto regionale;
 - c) le ACB condotte dalle due società, elaborate in coerenza con i Requisiti minimi e i Criteri Applicativi dell'ACB, comprovano l'utilità per il sistema degli interventi di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale proposti;
- con riferimento al Piano di ITG:
 - a) permane la criticità relativa al coordinamento tra sviluppi della rete di trasporto e sviluppi della rete di distribuzione, già rilevata con deliberazione 539/2020/R/GAS;

- b) l'ACB dell'intervento "Metanizzazione Isola d'Elba" non tiene adeguatamente conto del bilancio energetico riscontrabile nel Piano d'Azione per l'Energia Sostenibile dell'Isola d'Elba (PAES) e, inoltre, non presenta valutazioni di sensitività rispetto a variabili critiche, quali: prezzo del gas naturale e degli altri vettori energetici, tasso di penetrazione delle fonti rinnovabili e tasso di elettrificazione dei consumi;
- con riferimento al Piano di SGI, e in particolare all'intervento "Lucera-San Paolo Civitate", risultano parzialmente superate le criticità rilevate dall'Autorità con deliberazione 539/2020/R/GAS dovute ad indici di utilità per il sistema positivi, ma inferiori a 1,5, e presentati in un'unica configurazione di scenario; la società ha presentato infatti indici di utilità che, anche in scenari contrastanti (tra cui uno scenario di domanda-offerta locale elaborato sulla base delle analisi effettuate sul territorio e delle manifestazioni di interesse raccolte, "scenario SGI"), risultano superiori a 1,5; va comunque rilevato come i benefici dimensionalmente più rilevanti dipendono tutti dalle medesime ipotesi, quali: la domanda di gas naturale per autotrazione e per industria e i relativi differenziali di prezzo rispetto a gasolio e GPL, e l'offerta di biometano; tali grandezze, alla luce delle recenti nuove prospettive di domanda e offerta del mercato energetico internazionale e nazionale e dei nuovi scenari di prezzo – non intercettate nel DDS 2021 alla base dei Piani 2022 –, potrebbero subire in futuro oscillazioni significative;
 - con riferimento al Piano di Snam:
 - a) permane la necessità di ulteriori valutazioni sull'intervento "Potenziamento per nuove importazioni da sud" (c.d. "Linea Adriatica") nel Piano 2022 - già rilevata con deliberazione 539/2020/R/GAS a causa di indici di utilità per il sistema che, operando analisi di sensitività sui costi dell'intervento, mostravano risultati appena positivi o negativi -, al fine di tenere conto dei significativi mutamenti dello scenario energetico internazionale e nazionale a seguito della crisi russo-ucraina;
 - b) il progetto "Centrali *dual fuel*", finalizzato alla sostituzione di turbocompressori gas con elettrocompressori, per un totale di 237 MW in 11 centrali di spinta della rete di trasporto, possiede le medesime caratteristiche di maggiore efficienza dei costi di compressione e minore impatto ambientale che hanno comportato una valutazione positiva dei progetti di sviluppo delle centrali di compressione *dual fuel* di Malborghetto, Messina e Poggio Renatico già presenti nel Piano 2020 espressa con deliberazione 539/2020/R/GAS;
 - c) con riferimento all'intervento "Rifacimento Livorno-Piombino", le ACB risultano coerenti con i Requisiti minimi e comprovanti l'utilità per il sistema dell'intervento;
 - d) la valutazione del progetto di Collegamento Virtuale con la Sardegna deve essere ricondotta al procedimento avviato con la deliberazione 279/2022/R/COM per l'attuazione del DPCM 29 marzo 2022 in materia di opere e infrastrutture necessarie al *phase out* dell'utilizzo del carbone in Sardegna;

- e) gli interventi “Potenziamenti importazioni da Nord-Est” e “Ulteriori potenziamenti da Sud” presentano attività realizzative che sono poste al di fuori del perimetro temporale del Piano;
- f) gli interventi per la sicurezza, che da soli costituiscono circa la metà dell’impegno di spesa pianificato nell’orizzonte di Piano e spesso comportano sostituzioni di metanodotti, non risultano strettamente motivati da comprovate esigenze di sicurezza derivanti dalle condizioni tecnico-operative di esercizio delle reti, come richiesto dal comma 9.2 e 10.4**bis** dei Requisiti minimi;
- le società Metanodotto Alpino, Netenergy e GP Infrastrutture non hanno presentato interventi di sviluppo, sostituzione o mantenimento della rete di trasporto sottoposti ad ACB pianificati nell’orizzonte di Piano;
- con la deliberazione 548/2022/R/GAS, di approvazione del documento “*Project proposal of TAP, SRG and DESFA for the 2021 incremental capacity process October 2022*”, l’Autorità ha evidenziato come l’eventuale necessità di potenziamento della capacità di trasporto Sud-Nord (attraverso la realizzazione della c.d. “Linea Adriatica”) dovrà essere valutata in relazione ad incrementi di capacità di trasporto in *entry* da Sud (ulteriori rispetto al terzo livello di incremento di capacità da TAP), valutando al riguardo anche la quota dei costi di investimento eventualmente da attribuire direttamente alla capacità incrementale, nonché i benefici dell’opera non solo nazionali ma anche europei, stante la sua rilevanza transfrontaliera, nell’ottica di assicurare maggiori fonti di approvvigionamento all’Unione Europea lungo il c.d. Corridoio Sud;
- in merito agli interventi per la sicurezza che comportano la sostituzione di tratti di rete, nei documenti per la consultazione 616/2021/R/GAS e 336/2022/R/GAS l’Autorità ha prospettato, tra l’altro, la predisposizione, da parte dell’impresa maggiore di trasporto, di una metodologia di analisi sullo stato di salute delle infrastrutture, a supporto delle decisioni di sostituzione di infrastrutture di trasporto obsolete o completamente ammortizzate, basata su procedure e risultati verificabili *ex-post*;
- con la deliberazione 195/2022/R/GAS, l’Autorità ha conferito il mandato a Snam, in qualità di impresa maggiore di trasporto, di definire una metodologia per la valutazione dello stato di salute delle infrastrutture di trasporto.

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

- con comunicazioni del 25 novembre 2022 la Direzione Infrastrutture, Energia e *Unbundling* ha provveduto ad inviare le risultanze istruttorie del procedimento di consultazione e valutazione dei Piani 2021 e 2022 a: Consorzio della Media Valtellina del Trasporto del Gas (prot. Autorità P/61725); Energie (prot. Autorità P/61739); Enura (prot. Autorità P/61727); Gasdotti Alpini e Retragas (prot. Autorità P/61731); ITG (prot. Autorità P/61733); SGI (prot. Autorità P/61737); Snam (prot. Autorità P/61738);
- con comunicazione del 18 novembre 2022 (prot. Autorità A/59798 del 21 novembre 2022), Snam ha inviato una istanza di valutazione urgente dell’intervento “Linea

Adriatica”, ed una relazione integrativa del Piano 2022, da cui emerge una funzionalità dell’intervento a servizio del sistema del gas nazionale, quindi diversa rispetto alle funzionalità prospettate nel Piano 2022 legate “*alla realizzazione di nuova capacità di trasporto da sud*”, ed una data di entrata in esercizio anticipata al 2027 (rispetto al 2031-2034 del Piano 2022), che motiverebbe l’urgenza; con comunicazione del 6 dicembre 2022 (prot. P/65106), informata l’Autorità, la DIEU ha comunicato a Snam l’opportunità di procedere tempestivamente alla consultazione della relazione integrativa del Piano 2022 sull’intervento “Linea Adriatica”, assicurando le medesime prerogative di trasparenza e partecipazione di cui all’articolo 4 della deliberazione 468/2018/R/GAS, e segnalato l’intenzione dell’Autorità di procedere, con procedura d’urgenza, alle valutazioni di competenza;

- con comunicazione della Direzione Infrastrutture, Energia e *Unbundling* al Ministero della Transizione Ecologica del 22 novembre 2022 (prot. Autorità P/60642), è stato rappresentato il permanere di criticità relative alla sovrapposizione tra interventi di sviluppo della rete di trasporto prospettati da Gasdotti Alpini e Retragas e l’opportunità che le due società avviino forme di cooperazione al fine di definire un unico intervento coordinato di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale sull’area del Trentino;
- con comunicazione del 2 dicembre 2022 (prot. Autorità A/63803), SGI ha presentato elaborazioni integrative delle ACB dell’intervento “Lucera-San Paolo Civitate” utilizzando i nuovi scenari del DDS 2022, sia in relazione ai livelli di domanda e offerta, sia in relazione ai prezzi della CO₂ e del gas naturale; tali elaborazioni consentono di superare le principali criticità evidenziate nella comunicazione di risultanze istruttorie del 25 novembre 2022 (prot. Autorità P/61737), dimostrando la solidità dei risultati delle ACB, in particolare di quelli nello “scenario SGI”, più conservativo del DDS 2022; tuttavia, si conferma la forte dipendenza dei benefici dalle ipotesi relative a domanda di CNG e di metano per autotrazione e industria e offerta di biometano.

CONSIDERATO CHE, CON RIFERIMENTO ALLA PROPOSTA DI MODIFICA DEI CRITERI APPLICATIVI DELL’ACB:

- la proposta di aggiornamento dei Criteri applicativi dell’ACB, presentata dall’impresa maggiore di trasporto e sottoposta a consultazione, prospetta di apportare una modifica al criterio di valorizzazione del beneficio B7 “Maggiore integrazione produzione fonti energia rinnovabile nel settore elettrico”, al fine di tener conto, oltre che del valore del gas rinnovabile immesso nella rete di trasporto, anche dei benefici riconducibili ai costi evitati per la riduzione di distacchi di energia rinnovabile; in particolare, tale proposta prevede di tenere in considerazione, nella valorizzazione del beneficio, non soltanto il prezzo di mercato cui verrebbe valorizzato il gas rinnovabile, ma anche gli eventuali oneri a carico del sistema elettrico per effetto della mancata immissione di energia elettrica nella rete.

RITENUTO CHE, CON RIFERIMENTO AL CONTENUTO DEI PIANI 2021 E 2022, E IN RELAZIONE AI PROSSIMI PIANI E AI DOCUMENTI AD ESSI PROPEDEUTICI:

- la valutazione dei Piani 2022 assolverà di fatto anche la valutazione dei Piani 2021, nell’ottica di continuo miglioramento dei documenti di pianificazione;
- le valutazioni degli interventi contenute nei Piani 2022, basate sul DDS 2021, debbano essere considerate con prudenza alla luce di alcune limitazioni di tali scenari, in parte determinate dal significativo mutamento dello scenario energetico nel corso dell’ultimo anno (misure *FIT-for-55*, conflitto russo-ucraino);
- con riferimento al Piano di CMVTG, la cancellazione della pianificazione del *feeder* di collegamento da Teglio a Tirano faccia venir meno tutti gli interventi di sviluppo della rete di trasporto del Piano presentato dalla società;
- con riferimento al Piano di Energie, sia opportuno:
 - a) prendere atto del coordinamento con lo sviluppo delle reti di distribuzione, nell’ambito territoriale interessato, in relazione agli interventi “Metanodotto Verrès–Ayas”, “Metanodotto Pont-Saint-Martin–Gressoney La Trinité” e “Estensione Antey–Torgnon” e, quindi, del superamento delle criticità rilevate con la deliberazione 539/2020/R/GAS;
 - b) per quanto riguarda gli altri interventi contenuti nel Piano, inclusi il “Metanodotto Valli Neva e Pennavaira” e il “Metanodotto Tanaro-Arroscia-Impero”, rimandare l’accertamento delle condizioni di coordinamento tra gli sviluppi della rete di trasporto e quelli della rete di distribuzione nell’ambito dei prossimi Piani, fornendo ove opportuno (in particolare riferimento al “Metanodotto Valli Neva e Pennavaira” e al “Metanodotto Tanaro-Arroscia-Impero”) adeguata evidenza del maturare delle condizioni per lo sviluppo della rete di distribuzione;
 - c) procedere ad ulteriori valutazioni di tutti gli interventi nell’ambito dei prossimi Piani, presentando ACB maggiormente coerenti con quanto richiesto dai Requisiti minimi e supportate dai necessari elementi di dettaglio (in coerenza con i rilievi formulati nella comunicazione di risultanze istruttorie del 25 novembre 2022, prot. Autorità P/61739), al fine di verificarne la solidità e di conseguenza accertare, anche con riferimento agli interventi per i quali si è preso atto dell’avvenuto coordinamento, la piena riconoscibilità tariffaria degli investimenti (ai sensi dell’articolo 4 dell’Allegato A della deliberazione 114/2019/R/GAS);
- con riferimento al Piano di Enura, sia opportuno:
 - a) procedere ad ulteriori valutazioni degli interventi di sviluppo della rete di trasporto di cui alla “Fase 1”, invitando il gestore a:
 - i. riformulare l’intervento nei prossimi Piani, individuando le opere e il loro dimensionamento tenendo conto delle stime di domanda di gas naturale della Sardegna riviste sulla base degli scenari congiunti Snam-Terna, come saranno definiti in esito al procedimento avviato con deliberazione 279/2022/R/COM e definitivamente assunti ai fini del Collegamento Virtuale;
 - ii. fornire maggiori informazioni di dettaglio sulle modalità di calcolo dei benefici e sui costi considerati, in coerenza con i rilievi formulati con

comunicazione di risultanze istruttorie del 25 novembre 2022 (prot. Autorità P/61727);

- b) esprimere una valutazione negativa degli interventi di cui alla “Fase 2” del progetto “Metanizzazione Sardegna”, nonché dei collegati interventi di connessione pianificati in aree che non saranno raggiunte dalle estensioni della rete di trasporto di cui alla “Fase 2”;
- con riferimento agli interventi di sviluppo della rete di trasporto nelle aree di nuova metanizzazione della Provincia Autonoma di Trento dei Piani di Gasdotti Alpini e Retragas, al fine di garantire uno sviluppo efficiente e coordinato delle infrastrutture di trasporto e distribuzione del gas naturale nell’area del Trentino, sia opportuno:
 - a) procedere ad ulteriori analisi e valutazioni sugli interventi di sviluppo della rete di trasporto da pianificare, che tengano 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, da istituire allo scopo di individuare in modo coordinato le necessità di sviluppo infrastrutturale ottimali;
 - b) invitare le società a individuare opportune forme di cooperazione al fine di definire un unico intervento coordinato di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale sull’area del Trentino, da presentare nell’ambito dei prossimi Piani;
 - c) prevedere che il Tavolo di coordinamento abbia le finalità, in particolare, di validare un assetto infrastrutturale ottimale degli sviluppi di rete di trasporto e distribuzione, verificando soluzioni a minor costo rispetto allo sviluppo della rete di trasporto, come rappresentato alle società con comunicazione di risultanze istruttorie del 25 novembre 2022 (prot. Autorità P/61731);
- con riferimento all’intervento “Metanizzazione Isola d’Elba” del Piano di ITG, sia opportuno procedere ad ulteriori valutazioni nell’ambito dei prossimi Piani, invitando il gestore a fornire informazioni utili a comprovare l’esistenza di un effettivo coordinamento sia funzionale che temporale tra interventi della rete di trasporto e interventi della rete di distribuzione del gas naturale, e verificare la solidità dell’ACB per mezzo di analisi di sensitività e di un *mix* energetico coerente con quello desumibile da documentazione ufficiale, in coerenza con i rilievi formulati con comunicazione di risultanze istruttorie del 25 novembre 2022 (prot. Autorità P/61733);
- con riferimento all’intervento “Lucera-San Paolo Civitate” del Piano di SGI, sia opportuno prendere atto dei risultati delle ACB che dimostrano l’utilità per il sistema dell’intervento, richiedendo alla società di verificare, nei prossimi Piani, se la domanda di CNG e di metano per autotrazione e industria e l’offerta di biometano costituiscano variabili critiche ai sensi dell’articolo 13 dei Requisiti minimi in materia di trattamento dei rischi e delle incertezze;
- con riferimento al Piano di Snam sia opportuno:
 - a) procedere ad ulteriori valutazioni dell’intervento “Potenziamento per nuove importazioni da sud” (c.d. “Linea Adriatica”), anche avviando una specifica istruttoria sull’istanza di valutazione urgente inviata da Snam con comunicazione

- del 18 novembre 2022, al fine di tener conto della necessità di considerare i significativi mutamenti nelle dinamiche di prezzo delle potenziali nuove fonti di approvvigionamento considerate e identificare la configurazione infrastrutturale più plausibile tra le differenti configurazioni infrastrutturali ipotizzate in relazione alle differenti alternative di scenario, e i conseguenti risultati dell'ACB;
- b) non rilevare criticità in relazione al progetto “Centrali *dual fuel*”, rimandando la definizione degli specifici meccanismi finalizzati a restituire agli utenti del servizio una quota parte degli eventuali ricavi derivanti dalla partecipazione del gestore a MSD alle decisioni che verranno adottate in esito al procedimento avviato con deliberazione 539/2020/R/GAS, e alle consultazioni 616/2021/R/GAS e 336/2022/R/GAS;
 - c) non rilevare criticità in relazione all'intervento “Rifacimento Livorno-Piombino;
 - d) ricondurre il progetto di Collegamento Virtuale con la Sardegna al procedimento avviato con deliberazione 279/2022/R/COM;
 - e) non esprimere valutazione alcuna in relazione agli interventi “Potenziamenti importazioni da Nord-Est” e “Ulteriori potenziamenti da Sud”, considerati fuori Piano.

RITENUTO, INFINE, OPPORTUNO:

- rimandare, in esito al procedimento avviato dall'Autorità con la deliberazione 470/2022/R/GAS, tenendo conto degli esiti delle consultazioni 616/2021/R/GAS e 336/2022/R/GAS, la revisione dei Requisiti minimi al fine di:
 - a) comprovare, con riferimento alle sostituzioni, anche parziali, di tratti di metanodotti in esercizio, le esigenze di sicurezza derivanti dalle condizioni tecnico-operative di esercizio delle reti (cfr. comma 9.2 e 10.4*bis* dei Requisiti minimi), sulla base delle evidenze riscontrate dalla applicazione della metodologia *Asset Health* di valutazione dello stato di salute delle infrastrutture di trasporto del gas naturale;
 - b) in relazione alle nuove metanizzazioni, introdurre indicatori sulle condizioni minime di sviluppo, da applicare a decorrere dai Piani 2023;
 - c) valutare eventuali necessità di affinamento dei Requisiti minimi emerse nel corso del procedimento istruttorio sui Piani 2021 e 2022, anche sulla base delle relazioni presentate dagli esperti indipendenti individuati con determinazione DIEU 3/2022;
- valutare positivamente la proposta di aggiornamento dei Criteri applicativi dell'ACB presentata dall'impresa maggiore di trasporto relativa alle modalità di valorizzazione del beneficio B7 “Maggiore integrazione produzione fonti energia rinnovabile nel settore elettrico”, ritenendo tuttavia necessario approfondire le modalità di determinazione della quantità di energia non distaccata e, pertanto, rimandando la modifica dei Criteri Applicativi dell'ACB contestualmente alle modifiche che saranno necessarie in esito al procedimento avviato con deliberazione 470/2022/R/GAS, richiedendo a Snam di specificare le modalità di calcolo dei parametri necessari a valorizzare il suddetto beneficio

DELIBERA

1. di valutare, ai sensi dell'articolo 16, comma *6bis*, del decreto legislativo 93/11, i Piani decennali di sviluppo delle reti di trasporto del gas relativi agli anni 2021 e 2022 nei termini di cui al presente provvedimento e in particolare delle relative premesse; in particolare:
 - a) con riferimento al Piano del Consorzio della Media Valtellina per il Trasporto del Gas, di prendere atto del venir meno di tutti gli interventi di sviluppo della rete di trasporto presentati dalla società;
 - b) con riferimento al Piano di Energie Rete Gas S.r.l.:
 - i. di prendere atto del coordinamento con lo sviluppo delle reti di distribuzione, nell'ambito territoriale interessato, in relazione agli interventi "Metanodotto Verrès–Ayas", "Metanodotto Pont-Saint-Martin–Gressoney La Trinité" e "Estensione Antey–Torgnon" e rimandare, con riferimento agli altri interventi, l'accertamento delle condizioni di coordinamento alle evidenze del maturare delle condizioni per lo sviluppo della rete di distribuzione che saranno fornite nell'ambito dei prossimi Piani;
 - ii. di procedere ad ulteriori valutazioni di tutti gli interventi nell'ambito dei prossimi Piani sulla base di ACB maggiormente coerenti con i requisiti di cui alla deliberazione 468/2018/R/GAS e s.m.i.;
 - c) con riferimento al Piano di Enura:
 - i. di procedere ad ulteriori valutazioni degli interventi di sviluppo della rete di trasporto di cui alla "Fase 1" riformulati nei prossimi Piani tenendo conto degli esiti del procedimento avviato con deliberazione 279/2022/R/COM;
 - ii. di esprimere una valutazione negativa degli interventi di cui alla "Fase 2";
 - d) con riferimento ai Piani di Gasdotti Alpini S.r.l. e Retragas S.r.l. e ai rispettivi interventi di sviluppo della rete di trasporto nell'area della Provincia Autonoma di Trento, di procedere ad ulteriori analisi e valutazioni, che tengano conto degli esiti del Tavolo di coordinamento di cui al successivo punto 2, da istituire allo scopo di individuare in modo coordinato le necessità di sviluppo infrastrutturale ottimali;
 - e) con riferimento al Piano di Infrastrutture Trasporto Gas S.p.A., di procedere ad ulteriori valutazioni dell'intervento "Metanizzazione Isola d'Elba" nell'ambito dei prossimi Piani, al fine di verificare la solidità della relativa ACB;
 - f) con riferimento al Piano di Società Gasdotti Italia S.p.A., di prendere atto dei risultati positivi delle ACB, richiedendo alla società di verificare, nei prossimi Piani, eventuali variabili critiche (tra cui domanda di CNG e di metano per autotrazione e industria e offerta di biometano) per i risultati delle ACB;
 - g) con riferimento al Piano di Snam Rete Gas S.p.A.:
 - i. di avviare una specifica valutazione, con procedura d'urgenza al di fuori dell'ordinario percorso di valutazione dei Piani, con riferimento all'istanza di Snam Rete Gas S.p.A. di valutazione urgente dell'intervento "Potenziamento per nuove importazioni da Sud" (c.d. "Linea Adriatica"), tenendo conto degli

- esiti della consultazione avviata dalla società sulla relazione integrativa del Piano 2022;
- ii. di ricondurre il progetto di Collegamento Virtuale con la Sardegna al procedimento avviato con deliberazione 279/2022/R/COM;
 - iii. di non esprimere valutazione alcuna in relazione agli interventi “Potenziamenti importazioni da Nord-Est” e “Ulteriori potenziamenti da Sud”, considerati fuori Piano;
2. di invitare le società Gasdotti Alpini S.r.l. e Retragas S.r.l. a istituire un Tavolo di Coordinamento, anche con la Provincia Autonoma di Trento, ferme restando le relative prerogative, secondo quanto indicato in premessa, e definire un unico intervento coordinato di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale sull’area del Trentino, da presentare nell’ambito del prossimo Piano;
 3. di valutare positivamente la proposta di aggiornamento dei Criteri applicativi dell’ACB presentata dall’impresa maggiore di trasporto relativa alle modalità di valorizzazione del beneficio B7 “Maggiore integrazione produzione fonti energia rinnovabile nel settore elettrico”, approfondendo le relative modalità applicative in esito al procedimento avviato con deliberazione 470/2022/R/GAS, richiedendo a Snam di specificare le modalità di calcolo dei parametri necessari a valorizzare il suddetto beneficio;
 4. di trasmettere il presente provvedimento al Ministro dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica;
 5. 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., GP Infrastrutture Trasporto 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.;
 6. di pubblicare il presente provvedimento sul sito internet dell’Autorità www.arera.it.

20 dicembre 2022

IL PRESIDENTE
Stefano Besseghini