

DELIBERAZIONE 28 MARZO 2023

122/2023/R/GAS

MODIFICA DEI REQUISITI MINIMI PER LA CONSULTAZIONE E VALUTAZIONE DEI PIANI E PER L'ANALISI COSTI-BENEFICI DEGLI INTERVENTI DI SVILUPPO DELLA RETE DI TRASPORTO DEL GAS NATURALE DI CUI ALLA DELIBERAZIONE DELL'AUTORITÀ 468/2018/R/GAS

L'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA RETI E AMBIENTE

Nella 1244^a riunione del 28 marzo 2023

VISTI:

- la direttiva 2009/73/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009, recante 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) 459/2017 della Commissione del 16 marzo 2017, che abroga e sostituisce il regolamento (UE) 984/2013, che istituisce un Codice di rete relativo ai meccanismi di allocazione di capacità nei sistemi di trasporto del gas;
- 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 (di seguito: regolamento (UE) 2017/1938);
- 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;
- la direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili;
- 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 (di seguito: regolamento TEN-E), che abroga il regolamento (UE) n. 347/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio del 17 aprile 2013;
- 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;
- il decreto-legge 16 luglio 2020, n. 76, come convertito con legge 11 settembre 2020, n. 120 (di seguito: decreto-legge n. 76/20);
- il decreto-legge 31 maggio 2021, n. 77, come convertito con legge 29 luglio 2021, n.108;
- il decreto-legge 1 marzo 2022, n. 17 come convertito, con modificazioni, con legge 17 aprile 2022, n. 34;
- il decreto del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato 22 dicembre 2000, di individuazione dell'ambito della Rete Nazionale di Gasdotti e suoi successivi aggiornamenti, da ultimo con decreto direttoriale 17 febbraio 2022;
- il decreto del Ministro delle Attività produttive 29 settembre 2005, di individuazione dell'ambito della rete regionale e suoi successivi aggiornamenti, da ultimo con decreto direttoriale 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 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;
- il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 29 marzo 2022;
- la deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: 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 e s.m.i. (di seguito: Requisiti minimi);

- la deliberazione dell’Autorità 28 marzo 2019, 114/2019/R/GAS (di seguito: deliberazione 114/2019/R/GAS) e il relativo Allegato A e s.m.i. (RTTG 5PRT);
- 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 e il relativo Allegato A e s.m.i. (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;
- la deliberazione dell’Autorità 15 dicembre 2020, 539/2020/R/GAS (di seguito: deliberazione 539/2020/R/GAS);
- la deliberazione dell’Autorità 23 dicembre 2021, 617/2021/R/GAS (di seguito: deliberazione 617/2021/R/GAS);
- la deliberazione dell’Autorità 22 febbraio 2022, 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;
- 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 20 dicembre 2022, 696/2022/R/GAS (di seguito: deliberazione 696/2022/R/GAS);
- la deliberazione dell’Autorità 27 dicembre 2022, 723/2022/R/GAS (di seguito: deliberazione 723/2022/R/GAS);
- il documento per la consultazione dell’Autorità 23 dicembre 2021, 616/2021/R/GAS (di seguito: documento per la consultazione 616/2021/R/GAS);
- il documento per la consultazione dell’Autorità 17 maggio 2022, 213/2022/R/GAS;
- il documento per la consultazione dell’Autorità 19 luglio 2022, 336/2022/R/GAS (di seguito: documento per la consultazione 336/2022/R/GAS);
- il documento per la consultazione dell’Autorità 18 ottobre 2022, 502/2022/R/GAS;
- 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 (di seguito: determinazione DIEU 3/2022);
- la sentenza del Tar Lombardia 24 novembre 2020, n. 2287;
- la sentenza del Consiglio di Stato, Sesta Sezione, 26 maggio 2022, n. 4241 (di seguito: sentenza 4241/2022);

- la seconda metodologia di analisi costi-benefici (di seguito: ACB) “2nd *ENTSOG Methodology for Cost-Benefit Analysis of Gas Infrastructure Projects*” elaborata in ambito ENTSOG ed approvata dalla Commissione europea il 18 febbraio 2019;
- 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.

CONSIDERATO CHE, CON RIFERIMENTO AL QUADRO NORMATIVO:

- 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;
- l’articolo 8 del decreto legislativo 164/00 dispone che l’attività di trasporto e dispacciamento del gas naturale sia attività di interesse pubblico, e 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 decennale di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale (di seguito: Piano o Piano decennale) 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;
- il medesimo articolo 16 del decreto legislativo 93/11 dà indicazioni in merito ai contenuti informativi e alle modalità di compilazione del Piano, assegnando all’Autorità, al comma 6bis, il compito di:
 - a) valutare se il Piano contempli tutti i fabbisogni in materia di investimenti individuati nel corso della procedura consultiva;
 - b) verificare 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) se necessario, richiedere al gestore del sistema di trasporto modifiche al Piano;
- inoltre, l’articolo 16 del decreto legislativo 93/11 attribuisce all’Autorità anche il compito di monitorare l’attuazione di tale Piano da parte dei gestori, 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 (commi 7 e 8);

- 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 decennali di sviluppo predisposti dalle imprese di trasporto.

CONSIDERATO CHE, CON RIFERIMENTO AL QUADRO REGOLATORIO:

- con le deliberazioni 654/2017/R/EEL e 689/2017/R/GAS, in un'ottica di intersectorialità e complementarietà 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 S.p.A. e Snam S.p.A. predispongano scenari coordinati per i Piani decennali di sviluppo della rete di trasporto gas e trasmissione elettrica;
- con la deliberazione 468/2018/R/GAS l'Autorità ha introdotto disposizioni per la 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; in particolare, ai sensi della RTTG 5PRT:
 - 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 (cfr. articolo 4, comma 1);
 - b) qualora un intervento sia incluso nel Piano, ma non presenti tutti gli elementi informativi necessari alla valutazione, l'intervento è 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 (cfr. articolo 5, comma 6);
- 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 (cfr. commi 6.2 e 6.3);
- con la deliberazione 539/2020/R/GAS l'Autorità ha espresso le proprie valutazioni sui Piani 2019 e 2020 e, inoltre:

- a) 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;
- b) 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 ritenuto necessario valutare nell’ambito del procedimento un ulteriore rafforzamento del 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: i) incentivazione al mantenimento in esercizio delle reti, ii) criteri di efficienza in caso di sviluppo della rete di trasporto in aree di nuova metanizzazione, e iii) 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), l’Autorità ha avviato - oltre al procedimento individuale per il riesercizio del potere di valutazione degli interventi dei Piani della società Energie Rete Gas S.p.A., che si è concluso con la deliberazione 696/2022/R/GAS di valutazione dei Piani 2021 e 2022 - 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, prevedendo in particolare che tale procedimento si concluda entro il 31 marzo 2023 e contestualmente all’introduzione delle misure in materia di efficienza per lo sviluppo della rete in aree di nuova metanizzazione prospettate nei documenti per la consultazione 616/2021/R/GAS e 336/2022/R/GAS; con la medesima deliberazione, inoltre:
 - a) è stata avviata una consultazione sulle modifiche alla deliberazione 468/2018/R/GAS e ai Requisiti minimi finalizzate da un lato a declinare meglio il potere di valutazione dei Piani e approvazione degli interventi, e dall’altro a specificare le modalità di coordinamento tra gestori delle reti di trasporto e Stazione Appaltante e/o concessionario della rete di distribuzione, nei casi di interventi di nuova metanizzazione;
 - b) è stato posticipato al 31 dicembre 2023 il termine di cui al comma 4.1 della deliberazione 468/2018/R/GAS entro il quale i gestori delle reti di trasporto trasmettono all’Autorità i Piani 2023;
 - c) è stato previsto che i Piani 2023 e 2024 siano elaborati sulla base dei medesimi documenti propedeutici di cui all’articolo 6 della deliberazione 468/2018/R/GAS e siano consultati e valutati nell’ambito del medesimo procedimento;

- con la deliberazione 525/2022/R/GAS l’Autorità 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.

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

- 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 l’approvazione dei Piani (e non la semplice valutazione), coerentemente a quanto anche raccomandato dall’ACER nella propria posizione sulla revisione del regolamento TEN-E e sulla *governance* delle infrastrutture (cfr. documento ACER-CEER “*Position on Improving the Regulation on Guidelines for Trans-European Energy Networks (TEN-E Regulation)*” del 5 marzo 2021);
- la sentenza 4241/2022 del Consiglio di Stato ha rilevato che il potere dell’Autorità di chiedere al gestore di modificare il suo Piano, di cui all’articolo 16, comma 6bis, del decreto legislativo 93/11, deve essere inteso “*come norma che [...] consente ad ARERA di intervenire in senso modificativo del piano ai fini di una valutazione positiva*”, e che ARERA “*ha il potere-dovere di valutare la possibilità di richiedere eventuali modifiche al fine di rendere il piano approvabile, ai fini dei riconoscimenti tariffari*”;
- nella predetta sentenza, il Consiglio di Stato ha chiarito come all’Autorità sia attribuito non solo il potere di valutare il Piano e le condizioni di economicità ed efficienza degli interventi in esso contenuti, ma anche di approvare gli interventi per quanto attinente all’esercizio delle finalità proprie dell’Autorità, ossia ai fini dei riconoscimenti tariffari, o di chiedere modifiche necessarie all’approvazione di quest’ultimo;
- alla luce di tale interpretazione, in sede di avvio di procedimento per l’ottemperanza della suddetta sentenza con deliberazione 470/2022/R/GAS, l’Autorità ha prospettato la possibilità di declinare meglio, nell’ambito della deliberazione 468/2018/R/GAS, le modalità di esercizio, da parte dell’Autorità, del potere-dovere di valutazione dei Piani e di approvazione degli interventi ai fini tariffari o di richiederne eventuali modifiche al fine di renderli approvabili, attraverso un adeguamento delle disposizioni relative all’oggetto, all’ambito di applicazione e alle finalità della richiamata deliberazione (in particolare, comma 1.2 e 1.3).

CONSIDERATO CHE, CON RIFERIMENTO ALLE SOSTITUZIONI:

- con deliberazione 195/2022/R/GAS l’Autorità ha dato mandato all’impresa maggiore di trasporto di definire una metodologia per la valutazione dello stato di salute dell’infrastruttura di trasporto (cd. metodologia *Asset Health*), a supporto delle decisioni di sostituzione di infrastrutture di trasporto obsolete o completamente ammortizzate; nella medesima deliberazione, l’Autorità ha prospettato di integrare i Requisiti minimi dei Piani prevedendo che gli interventi di sostituzione delle

infrastrutture in esercizio siano motivati anche sulla base degli esiti della metodologia *Asset Health*;

- con la comunicazione del 9 dicembre 2022 (prot. Autorità A/65895 del 12 dicembre 2022), Snam ha trasmesso la metodologia *Asset Health*, unitamente agli esiti del processo di consultazione pubblica e alla certificazione di un ente terzo internazionale di riconosciuta esperienza in materia di *asset management*;
- con la deliberazione 723/2022/R/GAS l’Autorità ha preso atto della metodologia *Asset Health* elaborata da Snam e ha definito il meccanismo di incentivazione al mantenimento in esercizio delle reti di trasporto del gas naturale completamente ammortizzate; con la medesima deliberazione, l’Autorità ha previsto che le modifiche ai Requisiti minimi dei Piani, finalizzate a rafforzare gli elementi informativi richiesti per gli interventi di sostituzione, e in particolare a prevedere che le esigenze di sicurezza derivanti dalle condizioni tecnico-operative di esercizio delle reti che motivano la necessità di sostituzione siano comprovate sulla base delle evidenze degli esiti dall’applicazione della metodologia *Asset Health*, siano adottate in esito al procedimento avviato con la deliberazione 470/2022/R/GAS per l’attuazione della sentenza del Consiglio di Stato 4241/2022.

CONSIDERATO CHE, CON RIFERIMENTO AL COORDINAMENTO TRA IMPRESE DI TRASPORTO E DISTRIBUZIONE:

- l’Autorità, sin dalla deliberazione 335/2019/R/GAS di valutazione dei Piani 2017 e 2018, ha evidenziato 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;
- con la deliberazione 539/2020/R/GAS, di valutazione dei Piani 2019 e 2020, l’Autorità ha rafforzato i Requisiti minimi esplicitando che l’impresa di trasporto debba garantire un’adeguata pianificazione degli sviluppi della rete di trasporto tenendo conto delle condizioni minime di sviluppo delle reti di distribuzione previste dalla Stazione Appaltante, programmarne la realizzazione in coordinamento con il distributore concessionario;
- con la deliberazione 470/2022/R/GAS, di avvio del procedimento per l’ottemperanza alla sentenza 4241/2022 del Consiglio di Stato, al fine di assicurare la tempestività e l’economicità dell’azione amministrativa, l’Autorità ha contestualmente consultato le proposte di modifica dei Requisiti minimi in materia di coordinamento degli sviluppi di rete di trasporto e di distribuzione del gas naturale, in particolare prospettando che, nei casi di interventi di nuova metanizzazione che presuppongono lo sviluppo di reti di distribuzione, i gestori delle reti di trasporto:
 - a) presentino una dichiarazione congiunta con la Stazione Appaltante che attesti:
 - i. che i metanodotti siano necessari a servire i bacini di nuova metanizzazione che ricadono nell’ambito di competenza della Stazione stessa;
 - ii. la stima della domanda da servire, rilevante anche ai fini degli orientamenti presentati dall’Autorità nel documento per la consultazione 336/2022/R/GAS,

- dimostrandone la coerenza con il dimensionamento del metanodotto e la relativa capacità di trasporto;
- iii. l'assenza di sovrapposizioni tra i metanodotti di trasporto prospettati e gli sviluppi della rete di distribuzione, unitamente alle motivazioni tecniche, economiche e/o funzionali (quali, ad esempio, la rilevanza del metanodotto per due o più ATEM) a supporto della decisione di non sviluppare l'infrastruttura come rete di distribuzione all'interno della concessione;
 - iv. eventuali ragioni che giustifichino lo sviluppo di un metanodotto come rete di trasporto anche in assenza di prospettive di sviluppo della rete di distribuzione;
- b) ai fini dell'analisi economica, avvalendosi della collaborazione della Stazione Appaltante o del concessionario della rete di distribuzione, diano evidenza degli esiti di una ACB aggiuntiva che, oltre a considerare tutti i costi degli sviluppi infrastrutturali, inclusi quelli della distribuzione, adotti come scenario controfattuale l'assenza di sviluppo della rete di trasporto e soluzioni alternative di approvvigionamento della rete di distribuzione;
 - c) per gli interventi in fase di realizzazione, presentino un programma operativo con le tempistiche di realizzazione degli interventi, in maniera congiunta con il concessionario della rete di distribuzione;
- dalle osservazioni pervenute in risposta alla consultazione sono emerse le seguenti considerazioni:
 - a) una generale condivisione dell'opportunità di un maggiore coordinamento tra i vari soggetti coinvolti nell'ambito degli interventi di nuova metanizzazione;
 - b) l'eventualità che la dichiarazione congiunta con la Stazione Appaltante sia valutata esclusivamente nei casi in cui non sia già stato individuato il soggetto a cui affidare la concessione; negli altri casi, prevedere che le attività di coordinamento avvengano direttamente tra operatori di trasporto e distribuzione direttamente coinvolti;
 - c) la necessità che sia effettuato, prima dell'adozione delle nuove disposizioni, un preventivo confronto con i soggetti coinvolti in merito al dettaglio delle informazioni da includere nell'ambito della dichiarazione congiunta;
 - d) la possibilità di considerare, in alternativa alla dichiarazione congiunta, una impostazione di coordinamento che preveda una evidenza esplicita della richiesta da parte dell'impresa di trasporto alla Stazione Appaltante delle informazioni elaborate ai fini del processo di gara ai sensi del decreto 226/2011 e già verificate positivamente dalla Stazione stessa, rispetto alle quali declinare, nell'ambito del Piano, le modalità con cui tali informazioni sono state considerate dall'operatore di trasporto ai fini della pianificazione dell'intervento di sviluppo presentato;
 - e) in merito alla proposta di presentare congiuntamente al concessionario della rete di distribuzione un programma operativo con le tempistiche di realizzazione degli interventi, l'opportunità di tenere in considerazione i possibili sfasamenti temporali caratterizzanti interventi di questa natura, e la necessità di declinare con chiarezza le modalità di presentazione del programma operativo delle tempistiche;

- f) l'eccessiva onerosità della previsione, in capo al gestore della rete di trasporto, di sviluppare una ACB aggiuntiva;
- nell'ottica di una maggiore semplificazione amministrativa, per dimostrare di avere tenuto conto, nella pianificazione di un intervento di sviluppo della rete di trasporto, delle informazioni sullo sviluppo delle reti di distribuzione, in luogo della dichiarazione congiunta possa essere considerata congrua la rappresentazione, da parte dell'impresa di trasporto, delle informazioni acquisite in formali interazioni con la Stazione Appaltante o il concessionario della rete di distribuzione, e di come queste informazioni siano state considerate ai fini della pianificazione dello sviluppo della rete;
 - l'onere amministrativo lamentato dai gestori di rete, soprattutto con riferimento alla elaborazione di una ACB aggiuntiva, trova giustificazione nell'orientamento di considerare la metanizzazione di nuove aree come un'opzione energetica residuale, circoscritta ai casi in cui non sia possibile realizzare alternative maggiormente efficienti e sostenibili da un punto di vista ambientale, e nella necessità di comprovare l'efficienza e l'efficacia dello sviluppo delle infrastrutture.

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

- con i documenti per la 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 per dimostrare l'efficienza dell'intervento, in aggiunta all'ACB che ne dimostra l'utilità per il sistema – che identifichino le condizioni minime di sviluppo di un intervento e, qualora queste non siano rispettate, una soglia oltre la quale l'investimento sia ritenuto inefficiente e dunque ammesso solo parzialmente alla copertura tariffaria; in particolare, sulla base dei dati storici relativi a interventi di sviluppo di rete di trasporto in aree di nuova metanizzazione effettuati dalle imprese di trasporto, è stata consultata l'opportunità di prevedere le seguenti soglie:
 - (i) una capacità minima di trasporto nei punti di riconsegna non inferiore a un valore compreso tra 0,2 Smc/g e 0,5 Smc/g per metro di rete realizzata (corrispondenti, rispettivamente, al 25° e 50° percentile dei dati relativi agli interventi di sviluppo di rete di trasporto in aree di nuova metanizzazione realizzati negli ultimi 10 anni);

- (ii) un costo massimo ammesso al riconoscimento tariffario per unità di capacità di trasporto nei punti di riconsegna non superiore a un valore compreso tra 1.056 euro per Smc/g e 3.783 euro per Smc/g (corrispondenti, rispettivamente, al 50° e 75° percentile dei dati relativi agli interventi di sviluppo di rete di trasporto in aree di nuova metanizzazione realizzati negli ultimi 10 anni);
 - 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;
 - (ii) di misure di riproporzionamento *ex-post* dei costi di sviluppo della rete di trasporto in caso non sia verificata tale coerenza, in particolare nei casi in cui, dopo sei anni dall'anno di prima fornitura della rete di distribuzione, la percentuale di allacciamenti risultasse inferiore all'80% del numero di punti di prelievo sulla base dei quali è stata formulata la previsione di domanda;
- le osservazioni pervenute in risposta alla consultazione hanno evidenziato i seguenti aspetti:
 - a) gli utenti del servizio di trasporto hanno generalmente condiviso gli orientamenti dell'Autorità, enfatizzando in particolare l'opportunità di evitare lo sviluppo di infrastrutture di trasporto inefficienti o sovradimensionate, circoscrivere la metanizzazione di nuove aree laddove non vi siano alternative maggiormente efficienti e sostenibili, e rafforzare il coordinamento tra gli sviluppi della rete di trasporto e quelli della rete di distribuzione;
 - b) alcune imprese di trasporto hanno espresso contrarietà in merito all'introduzione degli indicatori di efficienza, ritenendo preferibile rafforzare le valutazioni ACB senza prevedere un tetto specifico alla riconoscibilità degli investimenti;
 - c) in merito alle soglie consultate per gli indicatori si è espressa solo un'impresa di trasporto, ritenendole congrue;
 - d) le imprese di trasporto hanno sollevato criticità rispetto al riproporzionamento dei costi di investimento *ex post*, evidenziando come:
 - i. il raggiungimento della domanda prevista a regime possa seguire profili di c.d. "*buildup*" differenti in relazione allo sviluppo delle necessarie infrastrutture, e che quindi la soglia indicata potrebbe essere raggiunta in orizzonti temporali più lunghi;
 - ii. l'impresa di trasporto non disponga di leve per controllare o favorire gli allacciamenti sulla rete di distribuzione sottesa;
 - e) un'impresa di trasporto ha evidenziato l'opportunità che la metanizzazione della regione Sardegna non sia inclusa fra gli interventi oggetto di valutazione per le aree di nuova metanizzazione;
- con la deliberazione 696/2022/R/GAS, di valutazione dei Piani 2021 e 2022, l'Autorità ha rimandato alla conclusione del procedimento avviato con la deliberazione 470/2022/R/GAS la revisione dei Requisiti minimi al fine di introdurre indicatori sulle

condizioni minime di sviluppo della rete di trasporto in aree di nuova metanizzazione, da applicare a decorrere dai Piani 2023;

- l'introduzione di meccanismi di riproporzionamento dei riconoscimenti tariffari degli investimenti di sviluppo della rete di trasporto in aree di nuova metanizzazione in funzione di una verifica dell'effettiva domanda *ex post*, che renderebbero aleatorio il riconoscimento tariffario in funzione di variabili al di fuori del diretto controllo del gestore di rete, possa essere evitata solo a fronte dell'introduzione di misure che *ex ante*, per quanto possibile, responsabilizzino ragionevolmente tutti gli attori della filiera coinvolti, per evitare che costi impropri si scarichino sui clienti finali, come anche segnalato in alcune delle osservazioni pervenute.

CONSIDERATO CHE, CON RIFERIMENTO ALLE CENTRALI DUAL FUEL:

- con la deliberazione 539/2020/R/GAS, in sede di valutazione dei Piani 2019 e 2020, l'Autorità ha valutato positivamente alcuni progetti di sviluppo di centrali di compressione *dual fuel* (sulle centrali di Malborghetto, Messina e Poggio Renatico), prospettati dall'impresa maggiore di trasporto, in ragione della maggiore efficienza dei costi di compressione e minore impatto ambientale rispetto a tecnologie tradizionali;
- con la medesima deliberazione, l'Autorità ha contestualmente avviato uno specifico procedimento allo scopo di individuare meccanismi finalizzati a restituire agli utenti del servizio di trasporto una quota parte degli eventuali ricavi derivanti dalla fornitura di servizi di flessibilità nell'ambito del mercato per il servizio di dispacciamento (MSD);
- anche tenendo conto delle osservazioni pervenute al documento per la consultazione 616/2021/R/GAS, nel documento per la consultazione 336/2022/R/GAS l'Autorità ha:
 - a) espresso orientamenti in merito alle modalità di partecipazione di Snam al MSD e allo *sharing* con il sistema dei ricavi conseguito, nonché alla possibilità di assoggettare a ripartizione con il sistema anche il gettito derivante dal meccanismo dei certificati bianchi;
 - b) proposto che le ACB degli interventi prospettati sulle centrali di compressione tengano conto di tutti i costi associati alla realizzazione di centrali *dual fuel*, quali i costi di allacciamento e di eventuali costi di sviluppo della rete di trasmissione elettrica, nonché eventuali costi derivanti dal mantenimento in esercizio dei turbocompressori a gas come *back up*;
- le osservazioni pervenute in esito al documento per la consultazione 336/2022/R/GAS hanno ribadito le posizioni critiche già espresse nel documento per la consultazione 616/2021/R/GAS relativamente ai rischi derivanti dalla partecipazione al MSD di un soggetto regolato, in termini di concorrenzialità e limitazione degli spazi di mercato; inoltre, hanno sottolineato la necessità, già emersa in occasione delle consultazioni dei Piani 2021 e 2022, che le ACB relative alle centrali *dual fuel*:
 - a) siano condotte separatamente almeno per sottoinsiemi di centrali *dual fuel* caratterizzate da condizioni comparabili di funzionamento, e non congiuntamente per tutti gli interventi di installazione degli elettrocompressori;

- b) esplicitino con maggiore dettaglio informativo gli elementi alla base del calcolo del beneficio B9 derivante dalla fornitura di flessibilità al sistema elettrico, in tutti gli scenari di analisi assunti a riferimento;
- per una maggiore trasparenza e completezza informativa, sia condivisibile l'idea di presentare ACB condotte separatamente, almeno per sottoinsiemi di centrali *dual fuel*, e fornire esplicita indicazione degli elementi alla base del calcolo del beneficio B9.

CONSIDERATO CHE, CON RIFERIMENTO ALLE EVENTUALI NECESSITÀ DI AFFINAMENTO DEI REQUISITI MINIMI PER L'ACB:

- nel corso del procedimento di valutazione dei Piani 2021 e 2022, dalle relazioni presentate dagli esperti indipendenti individuati con determinazione DIEU 3/2022 è emersa l'opportunità di possibili affinamenti dei Requisiti minimi per l'ACB, tra i quali:
 - a) per le opere ricadenti nelle soglie di applicabilità dell'ACB, la presentazione, eventualmente in un'apposita appendice separata dalla scheda informativa, di tutti i dati necessari a ricostruire le ipotesi adottate per il calcolo dei costi e dei benefici di ciascun intervento in ciascun anno studio (con indicazione sia della quantificazione monetaria, che di quella fisica), nonché dei criteri e delle metodologie adottate;
 - b) l'opportunità di considerare, nell'ambito del beneficio B6 relativo alla riduzione delle esternalità negative associate alle emissioni non CO₂, i rilasci in atmosfera di gas incombusto che le nuove metanizzazioni possono comportare;
- con la deliberazione 696/2022/R/GAS, di valutazione dei Piani 2021 e 2022, l'Autorità ha rimandato le eventuali necessità di affinamento dei Requisiti minimi emerse nel corso del procedimento di valutazione dei Piani 2021 e 2022 in esito al procedimento avviato con la deliberazione 470/2022/R/GAS;
- con la medesima deliberazione 696/2022/R/GAS, l'Autorità ha inoltre valutato 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", prevedendo di approfondirne le modalità applicative in esito al procedimento avviato con deliberazione 470/2022/R/GAS, e richiedendo a Snam di specificare le modalità di calcolo dei parametri necessari a valorizzare il suddetto beneficio.

RITENUTO CHE:

- in relazione ai **poteri attribuiti all'Autorità**, alla luce dell'interpretazione dell'articolo 16, comma *6bis*, del decreto legislativo 93/11 da parte del Consiglio di Stato, secondo la quale l'Autorità ha potere-dovere di approvare o rigettare gli interventi contenuti nei Piani ai fini dell'ammissibilità tariffaria, nonché di richiedere eventuali modifiche ai Piani al fine di rendere gli interventi approvabili ai fini tariffari,

- sia necessario rettificare le disposizioni relative all'oggetto e all'ambito di applicazione della deliberazione 468/2018/R/GAS (in particolare l'Articolo 1);
- con riferimento agli interventi di **sostituzione**, parziali o totali, di tratti di metanodotto, sia opportuno integrare le disposizioni dei Requisiti minimi (cfr. commi 7bis e 9.2) prevedendo che le scelte di sostituzione siano giustificate dagli esiti dell'applicazione della metodologia *Asset Health* alle analisi sullo stato di salute delle infrastrutture esistenti, definita ai sensi della deliberazione 195/2022/R/GAS;
 - con riferimento al **coordinamento tra imprese di trasporto e distribuzione**, anche tenuto conto degli orientamenti consultati nell'ambito delle premesse della deliberazione 470/2022/R/GAS, sia opportuno modificare le disposizioni dei Requisiti minimi (cfr. comma 10.4) prevedendo che, a supporto di un intervento di sviluppo della rete di trasporto in un'area di nuova metanizzazione, i gestori delle reti di trasporto:
 - a) in luogo della presentazione di una dichiarazione congiunta con la Stazione Appaltante, diano evidenza nel Piano delle informazioni acquisite sullo sviluppo delle reti di distribuzione tramite un'interazione formalizzata con la Stazione Appaltante o con il concessionario della rete di distribuzione, con particolare riferimento alle informazioni elaborate dalla Stazione Appaltante ai fini del processo di gara ai sensi del decreto 226/2011 a cui il concessionario della rete di distribuzione deve attenersi;
 - b) forniscano evidenza della coerenza tra le ipotesi adottate per la progettazione dell'intervento di sviluppo della rete di trasporto e le informazioni assunte dalla Stazione appaltante e/o dal concessionario della rete di distribuzione di cui alla precedente lettera a);
 - c) elaborino, avvalendosi della collaborazione della Stazione Appaltante o del concessionario della rete di distribuzione, una ACB aggiuntiva che, oltre a considerare tutti i costi degli sviluppi infrastrutturali, inclusi quelli della distribuzione, adotti come scenario controfattuale l'assenza di sviluppo della rete di trasporto e soluzioni alternative di approvvigionamento della rete di distribuzione;
 - d) per gli interventi in fase di realizzazione, corredino la scheda relativa all'intervento con un cronoprogramma, elaborato congiuntamente al concessionario della rete di distribuzione, che rappresenti le diverse fasi di esecuzione dei lavori di sviluppo delle reti di trasporto e distribuzione per attestarne il relativo coordinamento ai fini realizzativi, anche tenendo conto di possibili sfasamenti temporali che possono insorgere per la complessità dei lavori da eseguire;
 - in materia di **sviluppo della rete in aree di nuova metanizzazione**:
 - a) con riferimento alle soglie per la definizione delle condizioni minime di sviluppo sia ragionevole individuare i valori-soglia degli indici nell'intorno dei percentili estremi dei *range* consultati, piuttosto che attorno al valore mediano che porterebbe all'automatica esclusione di un maggior numero di interventi, pur contemperando l'esigenza di indurre una maggiore efficienza degli sviluppi infrastrutturali assumendo valori leggermente più stringenti di quelli estremi

consultati (ossia il 25° percentile per l'indice di capacità e il 75° percentile per l'indice di costo); giova ricordare che tali valori sono stimati sulla base dei dati storici messi a disposizione dalle imprese che, seppur limitati, costituiscono l'unica base oggettiva attualmente disponibile; inoltre, sia opportuno confermare gli orientamenti espressi nel documento per la consultazione 336/2022/R/GAS, prevedendo:

- (i) che gli indicatori sulle condizioni minime di sviluppo della rete di trasporto in aree di nuova metanizzazione siano inclusi tra i requisiti del Piano;
- (ii) l'identificazione di un indice di capacità minima di trasporto nei punti di riconsegna, 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 (corrispondente al 30° percentile della distribuzione dei dati relativi agli interventi di sviluppo di rete di trasporto in aree di nuova metanizzazione realizzati negli ultimi 10 anni);
- (iii) l'identificazione di un indice di costo massimo 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 di mancato rispetto dell'indice di capacità minima di trasporto di cui al precedente punto, gli interventi saranno ammessi al riconoscimento tariffario in misura non superiore ad un valore soglia di 2.800 euro per Smc/g, opportunamente rivalutato, secondo quanto sarà declinato nei criteri tariffari per il 6PRT (corrispondente all'incirca al valore del 70° percentile della distribuzione dei dati relativi agli interventi di sviluppo di rete di trasporto in aree di nuova metanizzazione realizzati negli ultimi 10 anni);
- (iv) le soglie identificate siano applicate sperimentalmente per il 6PRT, al termine del quale l'Autorità valuterà la necessità di una loro eventuale modifica;
- b) con riferimento alla necessità di responsabilizzare i gestori del sistema di trasporto sulla ragionevolezza della stima della domanda sottostante ai fini del dimensionamento delle infrastrutture pianificate, sia opportuno prevedere che nel Piano sia fornita evidenza della coerenza tra le ipotesi di domanda formulate sullo sviluppo del servizio di distribuzione, come risultanti da un'interazione formalizzata con la Stazione Appaltante e/o il concessionario il servizio di distribuzione, e le valutazioni delle imprese di trasporto rispetto al corretto dimensionamento dell'intervento;
- c) non vi siano ragioni per escludere gli sviluppi infrastrutturali della regione Sardegna dalle valutazioni relative agli interventi di sviluppo di rete di trasporto in aree di nuova metanizzazione, salvo diverse disposizioni di legge;
- per quanto riguarda le **centrali dual fuel**, sia opportuno che le rispettive ACB:
 - a) tengano conto di tutti i costi associati alla realizzazione di tali centrali, inclusi i costi di allacciamento ed eventuali costi di sviluppo della rete di trasmissione

- elettrica, nonché eventuali costi derivanti dal mantenimento in esercizio dei turbocompressori a gas come *back up*;
- b) vengano condotte separatamente, almeno per sottoinsiemi omogenei di centrali *dual fuel*;
 - c) esplicitino la valorizzazione degli elementi alla base del calcolo del beneficio B9 relativo alla fornitura di flessibilità al sistema elettrico, in tutti gli scenari di analisi assunti a riferimento;
- con riferimento alle eventuali necessità di affinamento dei Requisiti minimi emerse nel corso del procedimento istruttorio sui Piani 2021 e 2022 dalle relazioni presentate dagli esperti indipendenti individuati con determinazione DIEU 3/2022, sia opportuno modificare i Requisiti minimi, secondo gli orientamenti sopra esposti;
 - sia opportuno accogliere positivamente la proposta di valorizzazione del beneficio B7 “Maggiore integrazione produzione fonti energia rinnovabile nel settore elettrico” presentata da Snam, dando mandato alla Società di specificarne modalità di calcolo e parametri di riferimento nell’ambito dei Criteri applicativi dell’ACB;
 - sia necessario, in un’ottica di semplificazione amministrativa, modificare le modalità di aggiornamento e pubblicazione dei Criteri applicativi ACB, prevedendo in particolare che eventuali proposte di modifica siano approvate dall’Autorità su istanza dell’impresa maggiore di trasporto, previa consultazione della stessa con tutti i soggetti interessati.

RITENUTO, PERTANTO, OPPORTUNO:

- modificare la deliberazione 468/2018/R/GAS:
 - a) esplicitando il potere-dovere di approvare gli interventi contenuti nei Piani ai fini tariffari;
 - b) semplificando i criteri per l’adozione di eventuali modifiche ai Criteri applicativi ACB;
- modificare i Requisiti minimi dei Piani:
 - a) prevedendo 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;
 - b) prevedendo 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;
 - c) prevedendo, per gli interventi di nuova metanizzazione, che siano forniti gli indicatori sulle condizioni minime di sviluppo, dimostrando in particolare il rispetto delle soglie individuate, in particolare quella relativa alla capacità minima di trasporto nei punti di riconsegna, al di sotto della quale l’intervento non è ammesso nel Piano;
 - d) specificando, 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;

- che Snam proceda, a decorrere dai Piani 2023, a modificare e integrare le ACB degli interventi di sviluppo delle centrali *dual fuel* secondo le indicazioni illustrate nelle premesse del presente provvedimento;
- dare mandato all'impresa maggiore di trasporto di adeguare i Criteri applicativi delle ACB per tener conto delle modifiche dei Requisiti minimi introdotte con la presente deliberazione, e di presentarli all'Autorità per la relativa approvazione entro il 30 aprile 2023;
- rimandare al provvedimento di definizione dei criteri di regolazione tariffaria per il 6PRT l'introduzione del tetto massimo al riconoscimento degli investimenti di sviluppo delle reti di trasporto in aree di nuova metanizzazione e la definizione del meccanismo di incentivo per il funzionamento delle centrali *dual fuel*

DELIBERA

1. di apportare le seguenti modifiche alla deliberazione 468/2018/R/GAS:
 - a) all'Articolo 1:
 - i) dopo il comma 1.2 è inserito il seguente comma:

“1.2**bis** L'Autorità, per quanto attiene all'esercizio delle funzioni a lei attribuite, come richiamate al precedente comma 1.2, è tenuta ad approvare o rigettare gli interventi contenuti nel Piano ai fini dei riconoscimenti tariffari, nonché a richiederne eventuali modifiche al fine di renderli approvabili; in caso di rigetto, specifica le motivazioni di non sussistenza delle condizioni per l'ammissibilità tariffaria.”
 - ii) al comma 1.3, al posto delle parole “delle valutazioni di competenza dell'Autorità di cui al precedente comma 1.2” sono inserite le seguenti parole “dell'esercizio delle funzioni dell'Autorità di cui ai precedenti commi 1.2 e 1.2**bis**”
 - b) all'Articolo 5, il comma 5.3 è soppresso.
 - c) all'Articolo 6:
 - i) al comma 6.1, lettera a), dopo le parole “il documento recante i criteri applicativi dell'ACB di cui all'articolo 4, comma 1, lettera b), dell'Allegato A al presente provvedimento” sono aggiunte le seguenti parole “, unitamente alla relativa Appendice informativa per il Piano successivo”;
 - ii) al comma 6.2 è eliminato l'inciso “, in sede di pubblicazione dei criteri applicativi dell'ACB per l'anno successivo,” e dopo le parole “può presentare proposte di aggiornamento dei criteri applicativi” sono inserite le seguenti parole “all'Autorità, previa consultazione con i soggetti interessati”.

- iii) al comma 6.3 le parole “valutate dall’Autorità in sede di valutazione dei Piani e, in caso di valutazione positiva,” sono sostituite dalle seguenti parole “valutate e approvate dall’Autorità, e”;
2. di apportare le seguenti modifiche all’Allegato A della deliberazione 468/2018/R/GAS (Requisiti minimi dei Piani):
- a) all’Articolo 1, comma 1.1, alla lettera f), le parole “di cui all’articolo 1, comma 2, lettera a), del Regolamento (UE) n. 347/2013” sono sostituite dalle parole “ai sensi del Regolamento (UE) 2022/869 del Parlamento europeo e del Consiglio del 30 maggio 2022 sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche transeuropee”;
- b) all’Articolo 2, comma 2.1, lettera d), le parole “Progetti di Interesse Comune che interessano l’Italia, ai sensi dell’articolo 3, comma 6 del Regolamento (EU) n. 347/2013” sono sostituite dalle parole “PCI che interessano l’Italia”
- c) all’Articolo 3:
- i) al comma 3.1, lettera b), le parole “di cui al comma 4.1 dell’Allegato A della deliberazione 28 marzo 2019, 114/2019/R/gas (RTTG)” sono sostituite dalle parole “di cui alla regolazione tariffaria del servizio di trasporto gas”;
- ii) dopo il comma 3.2, sono inseriti i seguenti commi:
- “3.2**bis** Le schede intervento di cui alla lettera a) del precedente comma 3.1, per gli interventi ricadenti nelle soglie di applicabilità dell’ACB, sono corredate da un’appendice che contiene tutti i dati di base necessari a ricostruire le ipotesi adottate per il calcolo dei costi e dei benefici degli interventi (con indicazione sia della quantificazione monetaria, che di quella fisica), e dei criteri e delle metodologie adottate, con riferimento a ciascun anno studio.
- 3.2**ter** In caso di interventi di sviluppo della rete di trasporto in aree di nuova metanizzazione, le schede intervento, di cui alla lettera a) del precedente comma 3.1, sono corredate dall’indicazione degli indicatori di cui alle lettere a) e b) del successivo comma 7.1**ter**.”
- d) all’Articolo 7:
- i) al comma 7.1**bis**, lettera g), le parole “supportata da evidenze riscontrate sulle condizioni tecnico-operative delle reti o delle analisi sullo stato di salute delle infrastrutture” sono sostituite dalle seguenti parole “con indicazione degli esiti delle analisi sullo stato di salute delle infrastrutture derivanti dall’applicazione della metodologia *Asset Health* predisposta dall’impresa maggiore di trasporto in attuazione della deliberazione 195/2022/R/GAS”;
- ii) dopo il comma 7.1**bis** è aggiunto il seguente comma:
- “7.1**ter** In caso di interventi di sviluppo della rete di trasporto in aree di nuova metanizzazione, sono fornite le seguenti informazioni:
- a) 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) 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 di cui al precedente punto a), l'indice di costo per unità di capacità di trasporto non deve eccedere la soglia di 2.800 euro per Smc/g, opportunamente rivalutata, ai fini della piena ammissibilità tariffaria del costo di investimento.”
- e) all'Articolo 9, comma 9.2, dopo le parole “analisi sullo stato di salute delle infrastrutture” sono inserite le seguenti parole “condotte applicando la metodologia *Asset Health* predisposta dall'impresa maggiore di trasporto in attuazione della deliberazione 195/2022/R/GAS”.
- f) all'Articolo 10, comma 10.4:
 - i) le parole “interventi di nuova metanizzazione” sono sostituite da “interventi di sviluppo di rete di trasporto in aree di nuova metanizzazione”;
 - ii) le lettere b) e c) sono soppresse, e sono aggiunte le seguenti lettere:
 - “d) danno evidenza nel Piano delle informazioni acquisite sullo sviluppo delle reti di distribuzione tramite un'interazione formalizzata con la Stazione Appaltante o con il concessionario della rete di distribuzione, con particolare riferimento ai dati elaborati dalla Stazione Appaltante ai fini del processo di gara ai sensi del decreto 226/2011;
 - e) forniscono evidenza della coerenza tra le ipotesi adottate per la progettazione dell'intervento di sviluppo della rete di trasporto e le informazioni assunte dalla Stazione appaltante e/o dal concessionario della rete di distribuzione di cui alla precedente lettera a), con particolare riferimento alla coerenza tra il dimensionamento della rete di trasporto rispetto ai livelli di domanda stimati sulla rete di distribuzione sottostante;
 - f) elaborano, avvalendosi della collaborazione della Stazione Appaltante o del concessionario della rete di distribuzione, una ACB aggiuntiva che, oltre a considerare tutti i costi degli sviluppi infrastrutturali inclusi quelli della distribuzione ai sensi della precedente lettera a), adotti, come scenario controfattuale, l'assenza di sviluppo della rete di trasporto e soluzioni alternative di approvvigionamento della rete di distribuzione;
 - g) per gli interventi in fase di realizzazione, corredano le analisi dell'intervento con un cronoprogramma, elaborato congiuntamente al concessionario della rete di distribuzione, che rappresenti le diverse fasi di esecuzione dei lavori di sviluppo delle reti di trasporto e distribuzione, per attestarne il relativo coordinamento ai fini realizzativi, anche tenendo conto di possibili sfasamenti temporali che possono insorgere per la complessità dei lavori da eseguire.”;
- g) all'articolo 11, commi 11.3, 11.10 e 11.13:

- i) in relazione al beneficio B5, la parola “Riduzione” è sostituita dalla parola “Variazione”
- ii) in relazione al beneficio B6, la parola “Riduzione” è sostituita dalla parola “Variazione”
- h) di adeguare le Tabelle dell’Appendice “Elementi costitutivi della scheda intervento” conformemente alle modifiche dei Requisiti minimi disposte nelle lettere precedenti della presente deliberazione;
- 3. che la società Snam Rete Gas S.p.A. proceda, a decorrere dai Piani 2023, a modificare e integrare le ACB degli interventi di sviluppo delle centrali *dual fuel* secondo le indicazioni illustrate nelle premesse del presente provvedimento;
- 4. dare mandato all’impresa maggiore di trasporto di adeguare i Criteri applicativi delle ACB per tener conto delle modifiche dei Requisiti minimi introdotte con la presente deliberazione e di sottoporli all’Autorità per la relativa approvazione entro il 30 aprile 2023;
- 5. di pubblicare la deliberazione 468/2018/R/GAS e il relativo Allegato A, come modificati dalla presente deliberazione, sul sito internet dell’Autorità;
- 6. di pubblicare il presente provvedimento sul sito internet dell’Autorità www.arera.it.

28 marzo 2023

IL PRESIDENTE
Stefano Besseghini