

DELIBERAZIONE 15 DICEMBRE 2020

539/2020/R/GAS

VALUTAZIONE DEI PIANI DECENNALI DI SVILUPPO DELLE RETI DI TRASPORTO DEL GAS NATURALE 2019 E 2020 E MODIFICHE ALL'ALLEGATO A ALLA DELIBERAZIONE DELL'AUTORITÀ 468/2018/R/GAS

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

Nella 1138^a riunione del 15 dicembre 2020

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 (di seguito: Regolamento (CE) 715/2009);
- il Regolamento (UE) 347/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio del 17 aprile 2013 (di seguito: Regolamento (UE) 347/2013);
- il Regolamento (UE) 2018/1999 del Parlamento europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018;
- il Regolamento Delegato (UE) 2020/389 della Commissione Europea del 31 ottobre 2019, che modifica il Regolamento (UE) 347/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 e s.m.i. (di seguito: legge 481/95);
- la legge 23 agosto 2004, n. 239 e s.m.i.;
- la legge 23 luglio 2009, n. 99;
- 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 34/2020);
- il decreto-legge 16 luglio 2020, n. 76 come convertito, con modificazioni, con legge 11 settembre 2020, n. 120 (di seguito: decreto-legge 76/2020);
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 e s.m.i. (di seguito: decreto legislativo 164/00);
- il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93 e s.m.i. (di seguito: decreto legislativo 93/11);
- 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 6 dicembre 2018;

- 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 31 gennaio 2019;
- 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 226/2011);
- la segnalazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) al Parlamento e al Governo 10 novembre 2016, 648/2016/I/COM (di seguito: segnalazione 648/2016/I/COM);
- 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 25 gennaio 2018, 30/2018/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 (di seguito: deliberazione 114/2019/R/GAS) e il relativo Allegato A (di seguito: RTTG);
- la deliberazione dell'Autorità 11 giugno 2019, 230/2019/R/GAS e il relativo Allegato (di seguito: Criteri applicativi ACB);
- la deliberazione dell'Autorità 18 giugno 2019, 242/2019/A e il relativo Allegato A (di seguito: Quadro Strategico 2019-2021);
- la deliberazione dell'Autorità 30 luglio 2019, 335/2019/R/GAS (di seguito: deliberazione 335/2019/R/GAS);
- lo Studio RSE "Approvvigionamento energetico della Regione Sardegna (anni 2020-2040)" reso pubblico in data 10 agosto 2020 (di seguito: studio RSE);
- la Memoria dell'Autorità 31 luglio 2020, 300/2020/I/COM (di seguito: Memoria 300/2020/I/COM);
- la segnalazione dell'Autorità 27 ottobre 2020, 406/2020/R/GAS (di seguito: segnalazione 406/2020/R/GAS);
- il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (di seguito: PNIEC) di dicembre 2019, pubblicato il 21 gennaio 2020;
- 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 (di seguito: *Green Deal* europeo);
- l'opinione dell'ACER 14/2016, del 5 dicembre 2016, sul *Ten Year Network Development Plan* (di seguito: *TYNDP*) 2015 (di seguito: opinione 14/2016);
- l'opinione dell'ACER 10/2018 del 18 ottobre 2018 (di seguito: opinione 10/2018);
- l'opinione dell'ACER 11/2018 del 18 ottobre 2018 (di seguito: opinione 11/2018);
- l'opinione dell'ACER 14/2019, del 27 giugno 2019, sullo schema di *TYNDP* 2018;
- l'opinione dell'ACER 6/2020, del 5 novembre 2020, sulla bozza di *TYNDP Scenario Report* 2020 (di seguito: opinione 6/2020);

- il *Practical Implementation Document for developing the TYNDP*, predisposto da ENTSOG e pubblicato in data 2 maggio 2019;
- il *TYNDP Scenario Report 2020*, di giugno 2020, redatto congiuntamente da ENTSOG e ENTSO-e;
- la bozza di *TYNDP* predisposta da ENTSOG relativo all'anno 2020 ai fini della consultazione, pubblicata in data 25 novembre 2020 (di seguito: *draft TYNDP 2020*);
- la comunicazione del Ministero dello Sviluppo Economico del 12 ottobre 2020 (prot. Autorità A/32715 del 13 ottobre 2020);
- la comunicazione della Direzione Infrastrutture, Energia e *Unbundling* alla società Energie Rete Gas S.r.l. del 23 gennaio 2020 (prot. Autorità P/2146);
- la comunicazione delle Direzioni Infrastrutture, Energia e *Unbundling* e Mercati Energia all'Ingrosso e Sostenibilità Ambientale dell'Autorità a Snam Rete Gas S.p.A. e a Terna S.p.A. dell'11 novembre 2020 (prot. Autorità P/36687);
- la comunicazione della società Italgas S.p.A. del 16 luglio 2019 (prot. Autorità A/19168 del 17 luglio 2019);
- la comunicazione della Provincia Autonoma di Trento del 27 aprile 2020 (prot. Autorità A/13594, del 27 aprile 2020);
- i Piani decennali di sviluppo delle reti di trasporto del gas naturale (di seguito: Piani), relativi agli anni 2019 e 2020 trasmessi 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., 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..

CONSIDERATO CHE, CON RIFERIMENTO AL QUADRO NORMATIVO:

- la legge 481/95, nel delineare il quadro generale e le funzioni assegnate all'Autorità, prevede, ai sensi dell'articolo 1, comma 1, 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”* e, ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettera e), che le tariffe dei servizi regolati siano stabilite ed aggiornate dall'Autorità *“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, comma 2, 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 un Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto (di seguito: Piano), che contiene 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; il medesimo articolo prevede inoltre 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 ha il compito di valutare se il Piano:
 - a) contempli tutti i fabbisogni in materia di investimenti individuati nel corso della procedura consultiva;
 - b) sia coerente 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;
- il richiamato articolo 16 del decreto legislativo 93/11, come modificato con legge 115/15, attribuisce all’Autorità anche il potere di richiedere al gestore del sistema di trasporto delle modifiche al Piano, nonché 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); tali disposizioni sono tutte funzionali a garantire la realizzazione e lo sviluppo della rete di trasporto coerente con le effettive esigenze, in particolare al fine di evitare sottodimensionamenti o ritardi negli investimenti rispetto alle relative esigenze;
- 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 in coerenza, pena il loro mancato riconoscimento tariffario:

- 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”* e 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);
- l'articolo 5, comma 6, della RTTG prevede che 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;
 - 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 scelte 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 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 compete esclusivamente all'Autorità, alla luce dei criteri di efficienza e di economicità dalla stessa declinati;
 - i criteri di gara per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale, ai sensi dell'articolo 9, comma 3, del decreto 226/2011, 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”;

- l'articolo 60, comma 6, del decreto-legge 76/2020, 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”;*
- il Ministero dello Sviluppo Economico, con comunicazione del 12 ottobre 2020, nel confermare la necessità di approvvigionare il gas in Sardegna attraverso il cosiddetto *Collegamento Virtuale* con il continente, ha richiesto a Snam S.p.A. di voler proporre a Ministero ed Autorità, per le valutazioni di rispettiva competenza, e allo scopo di minimizzare le tempistiche di realizzazione dell'intervento, la configurazione infrastrutturale e gestionale ottimale di tale collegamento, anche sotto il profilo dei costi, sulla base della domanda attesa, considerata la prevista concentrazione dei consumi gas per il settore termoelettrico e industriale intorno ai distretti industriali del Sulcis e di Porto Torres nonché la prossimità di questi ai bacini di consumo dell'area di Cagliari e di Sassari/Alghero, tenendo conto dello studio RSE.

CONSIDERATO CHE, CON RIFERIMENTO AL QUADRO REGOLATORIO:

- con deliberazioni 654/2017/R/EEL e 689/2017/R/GAS, in un'ottica di intersettorialità 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. (di seguito: Terna) e Snam Rete Gas S.p.A. (di seguito: Snam) predispongano scenari coordinati per i Piani;
- con 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 230/2019/R/GAS, l'Autorità ha approvato i Criteri applicativi ACB proposti dall'impresa maggiore di trasporto in coerenza con le previsioni di cui alla deliberazione 468/2018/R/GAS; con il punto 4 della medesima deliberazione 230/2019/R/GAS, l'Autorità ha inoltre previsto che, successivamente alla prima applicazione nei Piani 2019 e 2020, sia valutata la congruità e l'efficacia di tali Criteri applicativi ACB, al fine di valutare eventuali necessità di revisione dei Requisiti minimi e/o dei Criteri applicativi stessi;

- stante il quadro regolatorio sopra delineato, a decorrere dai Piani 2020 trovano piena applicazione sia i Criteri applicativi ACB sia le previsioni in materia di sviluppo di scenari coordinati tra settore elettrico e gas;
- l’Autorità, con deliberazione 335/2019/R/GAS, di valutazione dei Piani decennali 2017 e 2018, in ragione della rilevanza strategica e della dimensione economica dell’intervento di sviluppo della rete di trasporto per la metanizzazione della regione Sardegna, 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 in relazione all’adeguamento infrastrutturale del sistema energetico di tale regione, che tenesse conto dei diversi progetti infrastrutturali (avviati o previsti) dell’isola e delle loro eventuali interdipendenze;
- con l’articolo 3 della deliberazione 114/2019/R/GAS, l’Autorità ha avviato un approfondimento sulle infrastrutture interamente ammortizzate ai fini tariffari, al fine di introdurre specifici meccanismi che ne incentivino il mantenimento in esercizio, nel rispetto dei requisiti di sicurezza e efficienza complessiva del servizio; nell’ambito di tale approfondimento, ancora in corso, è emersa l’opportunità di apportare alcune modifiche ai Requisiti minimi per i Piani, ai fini di un maggior coordinamento con la disciplina tariffaria, e di un più immediato confronto tra un eventuale intervento di sostituzione e, in alternativa, del mantenimento in esercizio;
- con la Memoria 300/2020/I/COM, l’Autorità ha fornito le proprie osservazioni e proposte in relazione al decreto-legge 76/2020 in particolare segnalando:
 - a) l’esigenza di prevedere la frequenza biennale, in luogo di quella vigente annuale, per la predisposizione dei Piani di sviluppo delle reti di trasporto del gas naturale, come previsto per il Piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale dell’energia elettrica, e in accordo con la segnalazione 648/2016/I/COM;
 - b) con riferimento all’approvvigionamento energetico della regione Sardegna, e in relazione alla previsione di cui all’articolo 60, comma 6 del decreto, l’opportunità che:
 - i. lo sviluppo delle infrastrutture energetiche sia improntato a logiche di efficienza e risulti coerente con le strategie di lungo termine, ormai orientate verso politiche di decarbonizzazione;
 - ii. la norma primaria definisca un percorso per individuare puntualmente le infrastrutture effettivamente necessarie e i servizi destinati ad essere remunerati tariffariamente, favorendo soluzioni flessibili, che contemperino le esigenze di energia per lo sviluppo industriale con la vita utile degli investimenti infrastrutturali e la loro coerenza con il processo di decarbonizzazione;
- 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 34/2020, che sancisce un obbligo a carico dell’Autorità di riconoscere una integrale copertura tariffaria degli investimenti relativi al potenziamento o alla nuova costruzione di reti e impianti di distribuzione in comuni metanizzati o da metanizzare in specifiche località del Paese dallo stesso

articolo individuate; ciò infatti determinerebbe un improprio incremento delle tariffe e dei connessi oneri posti a carico dei consumatori finali, chiamati a sostenere tariffariamente il costo di infrastrutture sviluppate, nonostante queste comportino costi (per punto servito) ben al di sopra dei limiti previsti e potenzialmente superiori ai benefici attesi, dunque inefficienti.

CONSIDERATO CHE, CON RIFERIMENTO AL PROCESSO DI CONSULTAZIONE DEI PIANI 2019 E 2020:

- in data 30 settembre 2019 Snam e Terna hanno provveduto a pubblicare il Documento di Descrizione degli Scenari 2019 (di seguito: DDS 2019) redatto congiuntamente e propedeutico alla realizzazione delle ACB degli interventi;
- 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), 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 coerentemente con la deliberazione 468/2018/R/GAS, i Piani relativi agli anni 2019 e 2020, rispettivamente in data 31 dicembre 2019 e 31 gennaio 2020;
- con comunicato del 7 maggio 2020 è stato avviato dall’Autorità il processo di consultazione dei Piani 2019 e 2020, che si è concluso in data 10 luglio 2020; ai sensi del punto 3 della deliberazione 230/2019/R/GAS, tale consultazione ha riguardato anche la proposta di aggiornamento dei Criteri applicativi ACB inviata da Snam con comunicazione del 29 maggio 2019 (prot. A/14453 del 31 maggio 2019), come modificata con comunicazione del 4 giugno 2019 (prot. A/14777 del 4 giugno 2019);
- ai sensi dell’articolo 4, comma 3, della delibera 468/2018/R/GAS, nel corso del processo di consultazione dei Piani l’impresa maggiore di trasporto, in coordinamento con gli altri gestori del sistema di trasporto, al fine di garantire la massima partecipazione al processo di consultazione, ha organizzato una sessione pubblica *online*, che si è svolta in data 26 maggio 2020, durante la quale sono stati presentati i principali interventi contenuti nei Piani e le principali ipotesi di scenario assunte;
- inoltre, allo scopo di assicurare la massima opportunità di confronto tra i gestori delle reti di trasporto e i soggetti interessati, Snam ha organizzato in data 17 giugno 2020 un *webinar* dedicato alle risposte ai quesiti in relazione ai Piani pervenuti per il tramite di una piattaforma appositamente predisposta;
- le osservazioni presentate da tutti i soggetti interessati nell’ambito del processo di consultazione, incluse quelle formulate durante il *webinar* svoltosi in data 17 giugno 2020, unitamente a un documento di controdeduzioni alle osservazioni elaborato da Snam in coordinamento con il gestore di rete competente, sono state rese pubbliche dall’Autorità sul proprio sito *internet*;

- con comunicato del 10 agosto 2020, l’Autorità ha reso disponibile sulla propria pagina *web*, ai fini della valutazione e della discussione pubblica, lo studio RSE sulle possibili configurazioni infrastrutturali per lo sviluppo energetico della Sardegna; tale fase di discussione pubblica si è conclusa in data 21 settembre 2020;
- in data 9 ottobre 2020, la Divisione Energia dell’Autorità ha organizzato e promosso un *workshop online* allo scopo di garantire un confronto di natura tecnica sullo studio RSE.

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

- il Regolamento (CE) 715/2009 e il Regolamento (UE) 347/2013 hanno introdotto disposizioni in materia di:
 - a) adozione di un *TYNDP* non vincolante di sviluppo della rete a livello comunitario;
 - b) definizione di scenari ai fini della predisposizione del *TYNDP*;
 - c) predisposizione e regolare aggiornamento di una metodologia di ACB da applicare al *TYNDP*;
 - d) verifiche della coerenza tra il *TYNDP* europeo e i piani nazionali di sviluppo della rete;
- gli scenari sviluppati in ambito europeo sono un elemento delle verifiche di conformità tra piani europei e piani nazionali che l’Autorità deve valutare ai sensi dell’articolo 43, comma 6 del decreto legislativo 93/11 e forniscono importanti informazioni sul comportamento atteso del sistema elettrico europeo;
- con le opinioni 14/2016 e 11/2018 ACER ha espresso raccomandazioni in merito ai contenuti minimi dei Piani nazionali di sviluppo della rete, in particolare al fine di migliorarne la coerenza con il piano decennale non vincolante di sviluppo della rete a livello europeo (*TYNDP*);
- con l’opinione 10/2018 sugli scenari del *TYNDP* 2018, ACER ha:
 - a) criticato la durata eccessiva del processo di preparazione degli scenari, basato su una raccolta dati nell’autunno 2016, che rischia di rendere obsoleti i dati di scenario utilizzati per il *TYNDP* 2018;
 - b) evidenziato una carenza nella definizione delle c.d. *storyline* e la selezione degli scenari per il *TYNDP* 2018, in quanto due di essi sono caratterizzati da “crescita economica elevata” e uno da “crescita economica moderata”, non rappresentando perciò uno spettro sufficientemente ampio degli sviluppi futuri del sistema energetico europeo; a tal riguardo, ACER ha raccomandato l’utilizzo anche di uno scenario a bassa crescita economica;
- ENTSO-e e ENTSOG hanno pubblicato lo schema di rapporto di scenari per il *TYNDP* 2020, previsto a settembre 2019, a fine giugno 2020 e ciò ha comportato che gli scenari nazionali, pubblicati a settembre 2019 ai fini della relativa applicazione nei Piani 2020, fossero predisposti con dati preliminari rispetto a quelli utilizzati poi per gli scenari europei, ingenerando di fatto incoerenze con i dati successivamente consolidati dai gestori delle reti di trasporto europei;

- con l'opinione 6/2020 sugli scenari del *TYNDP* 2020 ACER ha nuovamente criticato la durata eccessiva del processo di preparazione degli scenari e l'assenza di uno scenario c.d. *slow progress*;
- dall'esame di coerenza dei Piani nazionali di cui al DDS 2019 con il *draft TYNDP* 2020 è emerso che:
 - a) in relazione alle ipotesi di scenario, si riscontrano differenze in relazione ai livelli di importazione di energia elettrica dai paesi esteri tra gli scenari nazionali e gli scenari dei *TYNDP* europei, più bassi in quelli nazionali, con conseguenti differenze sui livelli di produzione termoelettrica da fonti fossili e sulla domanda di gas naturale in Italia; in particolare:
 - i. con riferimento al 2030, dal confronto tra lo scenario di *policy* nazionale PNIEC e lo scenario *National Trends* europeo, che riflette il contenuto dei piani nazionali energia e clima dei vari Stati Membri, emerge un più elevato consumo di gas per termoelettrico nello scenario PNIEC rispetto allo scenario *National Trends*;
 - ii. inoltre, con riferimento al 2040, lo scenario *Centralized* del DDS 2019 stima una domanda gas più elevata rispetto allo scenario *Global Ambition* europeo, per lo più per effetto dei consumi del settore termoelettrico; analogamente, lo scenario *Decentralized* del DDS 2019, pur prevedendo livelli di domanda analoghi al *Distributed Energy* europeo, prevede una stima della domanda gas per generazione termoelettrica superiore rispetto a quello europeo; infine, le stime della domanda per la generazione termoelettrica dello scenario di *policy* PNIEC del DDS 2019 risultano essere più contenute di quelle dello scenario *National Trends* europeo;
 - iii. si riscontrano differenze tra le ipotesi di costo dei combustibili e di prezzo della CO₂, ed in particolare un prezzo del gas tendenzialmente più elevato negli scenari PNIEC;
 - b) gli elementi informativi degli interventi di sviluppo delle reti di trasporto contenuti nei Piani sono sostanzialmente coerenti con quelli forniti in ambito ENTSOG; a tal proposito è opportuno premettere che le informazioni di cui al *draft TYNDP* 2020 sono state fornite dalle imprese di trasporto nel periodo maggio-giugno 2019, dunque antecedentemente rispetto alla predisposizione dei Piani 2020; ciò premesso, si evidenzia come nei Piani:
 - i. per l'intervento "Linea Adriatica" del Piano Snam si riscontra una stima di costo di investimento superiore rispetto a quella indicata nel *draft TYNDP* 2020, giustificata dall'applicazione, nel Piano 2020, della metodologia di stima dei costi *standard*;
 - ii. gli sviluppi della rete di trasporto relativi al "Progetto "Metanizzazione Sardegna" del Piano di Enura presentano date previste di entrata in esercizio più aggiornate rispetto al *draft TYNDP* 2020 (con contenute dilazioni), nonché una stima di costo di investimento superiore, per effetto dell'applicazione della metodologia di stima dei costi *standard*;
 - iii. gli interventi "Metanodotto San Marco-Recanati" e "Stazione di spinta San Marco" proposti da SGI prevedono una differente data di entrata in esercizio

rispetto al *draft TYNDP 2020*, il primo risultando di fatto in anticipo e il secondo invece in ritardo anche rispetto a quanto indicato nel precedente Piano 2018;

- il *Green Deal* europeo, nel sancire come la decarbonizzazione del sistema energetico costituisca un passaggio fondamentale per conseguire gli obiettivi 2030 e 2050 in materia di clima, prevede che a tale scopo “*dovrà essere riesaminato il quadro normativo per le infrastrutture energetiche*” e che tale quadro rivisto “*dovrà promuovere la diffusione delle tecnologie e infrastrutture innovative, quali le reti intelligenti, le reti a idrogeno o la cattura, lo stoccaggio e l’utilizzo del carbonio e lo stoccaggio di energia, consentendo inoltre un’integrazione settoriale*”.

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

- i Piani 2020 prevedono un impegno complessivo di spesa pari a circa 12.487 milioni di euro sull’orizzonte temporale di Piano dal 2020 al 2029, di cui:
 - a) 4.145 milioni di euro per interventi di sviluppo della rete di trasporto nazionale e regionale, di cui circa l’89%, corrispondente a 10 interventi su rete nazionale e 20 interventi su rete regionale, sottoposto ad ACB;
 - b) 3.467 milioni di euro per interventi di mantenimento della continuità del servizio, di cui circa il 17%, corrispondente a 4 interventi, sottoposto ad ACB;
 - c) 3.423 milioni di euro per interventi per la sicurezza;
 - d) 1.452 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;
- dall’analisi dei Piani 2020 e dei documenti ad essi propedeutici sono emerse da un lato alcune incoerenze nell’applicazione dei Requisiti minimi da parte di alcuni gestori, dall’altro la necessità, considerato il processo in corso di progressivo miglioramento degli aspetti redazionali e metodologici di Piano, di apportare alcuni affinamenti ai Requisiti minimi, al fine di migliorare il contenuto informativo dei Piani; in particolare:
 - a) alcuni gestori hanno inserito interventi di sostituzione parziale o totale di tratti di rete in esercizio sia nell’ambito degli interventi di sviluppo sia nell’ambito degli interventi per la continuità del servizio e la sicurezza di esercizio della rete, senza tuttavia includere specifiche informazioni a riguardo;
 - b) a corredo dei propri Piani, in alcuni casi i gestori hanno presentato interventi specifici e ambiti di ricerca e studio relativi alla transizione energetica, fermo restando che l’Autorità, con la deliberazione 335/2019/R/GAS di valutazione dei Piani 2017 e 2018, aveva già evidenziato la non opportunità di inserire nei Piani “investimenti per la transizione energetica” quali ad esempio progetti pilota di impianti *power-to-gas*, o iniziative per utilizzi innovativi delle reti, che non rientrano nell’ambito dell’attività caratteristica dei gestori delle reti di trasporto;

- c) nessun gestore ha adempiuto integralmente all'obbligo di cui all'articolo 2, lettera f), dei Requisiti minimi di presentare in forma sintetica i risultati attesi (costi, benefici e altri impatti) dalla realizzazione del complesso degli interventi di sviluppo inclusi nei Piani;
- d) alcuni gestori hanno fatto ricorso a costi *standard* e parametri di base per la valorizzazione dei benefici diversi da quelli previsti dalla Appendice Informativa dei Criteri Applicativi ACB, senza motivarne adeguatamente le ragioni;
- e) in caso di interventi di nuova metanizzazione, alcuni gestori non hanno fornito gli elementi informativi atti a comprovare l'adeguato coordinamento degli sviluppi delle reti di trasporto con quelli della rete di distribuzione; un tale coordinamento, reso doveroso da disposizioni di legge e recepito nella regolazione dell'Autorità, costituisce, evidentemente, un risultato imprescindibile che le imprese del gas naturale devono assicurare, ai fini della valutazione positiva degli interventi di sviluppo della rete di trasporto ai sensi del comma 10.4 dei Requisiti minimi: in difetto, infatti, si determinerebbero sviluppi inefficienti delle infrastrutture, con potenziali duplicazioni di costi per gli utenti e clienti finali; al riguardo, inoltre, è appena il caso di osservare che l'obbligo di coordinamento risulta chiaro e inequivoco nel suo contenuto, soprattutto per soggetti professionali, quali sono le imprese di trasporto e distribuzione, che sono quindi tenuti ad adempiere a tali doveri con la diligenza specifica al riguardo richiesta (articolo 1176, comma 2, codice civile): si tratta di un dovere di coordinarsi con gli altri soggetti coinvolti, coi quali le imprese di trasporto devono prendere contatti e confrontarsi, eventualmente segnalando all'Autorità situazioni conflittuali che impediscano di raggiungere il risultato prescritto dalla legge e codificato dalla regolazione (con la conseguente responsabilità per l'impresa di trasporto inadempiente);
- f) alcune ACB presentate dai gestori di rete riguardano interventi la cui entrata in esercizio è prevista nello stesso anno di presentazione del Piano e per i quali la spesa già consuntivata rispetto alla stima di costo di investimento è consistente;
- con riferimento agli scenari di cui al DDS 2019 applicati nei Piani:
 - a) il DDS 2019 non prevede lo scenario PNIEC per l'anno 2040;
 - b) i risultati delle ACB della maggior parte degli interventi non sono stati presentati con riferimento a tutti i differenti scenari previsti dal DDS 2019 (PNIEC, *Business as Usual*, *Centralized* e *Decentralized*) e, inoltre, non sono stati presentati gli esiti delle analisi con riferimento ai c.d. anni studio;
 - c) è stato riscontrato un differente utilizzo degli scenari di cui al DDS 2019 nei Piani del settore elettrico e del settore gas in relazione agli scenari simulati nelle ACB e agli anni studio considerati e, per tali differenti approcci, è di fatto ridimensionato il processo di costruzione di scenari congiunti tra energia elettrica e gas;
- l'analisi dei Piani ha fatto emergere criticità in relazione ad alcuni degli interventi sottoposti ad ACB:

- d) con riferimento al Piano di CMVTG, l'intervento di sviluppo del metanodotto "Villa di Tirano-Tirano" risulta essere sospeso in attesa dell'individuazione del distributore gas; inoltre, non è stata presentata, ai sensi del comma 10.4 dei Requisiti minimi, l'evidenza della compatibilità degli sviluppi previsti delle reti di distribuzione gas con i requisiti di cui al decreto 226/2011, in particolare l'indicazione delle ACB per lo sviluppo delle reti di distribuzione o delle relative condizioni minime di sviluppo definite dalla Stazione Appaltante;
- e) con riferimento al Piano di Energie:
- i. gli interventi finalizzati alla metanizzazione di nuove aree, quali "Metanodotto Verres-Ayas", "Metanodotto Pont Saint Martin - Gressoney la Trinité", "Metanodotto Valsesia", "Metanodotto Garfagnana", "Metanodotto Valli Neva e Pennavaira", "Metanodotto Valli di Lanzo"; "Metanodotto Alta langa-Valli Belbo e Bormida", "Estensione Antey-Torgnon"; "Metanodotto Tanaro-Arroscia Impero", pongono il problema del coordinamento, sia funzionale sia temporale, tra sviluppo delle reti di trasporto e distribuzione del gas; in particolare:
 - in gran parte delle aree non risulta ancora essere individuato un concessionario per lo sviluppo della rete di distribuzione gas, ad eccezione degli interventi afferenti all'Atem Torino 2 in relazione ai quali, tuttavia, la società Italgas S.p.A., in qualità di distributore concessionario, con comunicazione del 16 luglio 2019 (prot. Autorità A/19168 del 17 luglio 2019), ha segnalato rischi di sovrapposizione tra gli sviluppi della rete di trasporto (in particolare il "Metanodotto Valli di Lanzo") e quelli di distribuzione; l'impresa di trasporto avrebbe dovuto pertanto attivarsi, prendere i necessari contatti con Italgas S.p.A. e dare evidenza nell'ambito del Piano delle congiunte valutazioni sullo sviluppo della rete, considerando che gli sviluppi decisi a livello di distribuzione non possono che risultare prioritari, essendo – per definizione legislativa e per logica tecnica interna – le infrastrutture di trasporto regionali funzionali ad alimentare le infrastrutture di distribuzione a livello locale (e non, invece, le infrastrutture di distribuzione a essere funzionali a quelle di trasporto regionale, come sembrerebbe assumere Energie);
 - in assenza di un concessionario per il servizio di distribuzione, lo sviluppo della rete di trasporto non risulta valutato in coordinamento con gli enti locali concedenti il servizio di distribuzione gas; anche rispetto a tale situazione, l'impresa di trasporto avrebbe dovuto assumere le iniziative indicate al precedente alinea considerato quanto sopra indicato;
 - ii. non è stata presentata, ai sensi del comma 10.4 dei Requisiti minimi, l'evidenza della compatibilità degli sviluppi previsti delle reti di distribuzione gas con i requisiti di cui al decreto 226/2011, in particolare l'indicazione delle ACB per lo sviluppo delle reti di distribuzione o delle relative condizioni minime di sviluppo definite dalla Stazione Appaltante;

- iii. i criteri adottati per la predisposizione delle ACB, in forza di una opzione residuale prevista nei Criteri applicativi ACB in caso di informazioni parziali o non significative in relazione alle nuove metanizzazioni, considerano i costi di sviluppo delle reti di distribuzione interconnesse non tra i costi, bensì come maggiorazione del prezzo di fornitura del gas utilizzato nella valorizzazione dei benefici;
- iv. specifiche analisi condotte dagli Uffici sugli incrementi patrimoniali della società Energie mostrano che, anche per effetto degli investimenti realizzati negli ultimi anni, i costi unitari della rete regionale gestita dalla società, determinati come rapporto tra ricavi ammessi tariffariamente e le capacità previste in conferimento nei punti di riconsegna della rete di trasporto, risultano sistematicamente e significativamente superiori rispetto a quelli degli altri trasportatori; in particolare, all'incremento degli investimenti sostenuti per la realizzazione di nuovi metanodotti ammessi tariffariamente non è corrisposto uno stesso tasso di incremento delle capacità previste in conferimento, né si prevede che lo sia nel futuro anche considerando un ragionevole periodo di avviamento della fornitura nelle aree di nuova metanizzazione; in altre parole, la società avrebbe sinora realizzato infrastrutture di rete sovradimensionate rispetto alle effettive esigenze di capacità nelle aree in cui opera (ciò che ha portato peraltro alla definizione di tariffe di trasporto molto più elevate rispetto a quelle praticate da altre imprese); il sopra richiamato coordinamento con le imprese di distribuzione è funzionale proprio a calibrare le reali esigenze di capacità di trasporto e il loro effettivo utilizzo in una prospettiva di medio-lungo termine, pena la realizzazione di infrastrutture di trasporto inutili, a carico del sistema del gas, e quindi per la generalità dei clienti finali;
- v. la criticità evidenziata al precedente punto iv), in assenza di un adeguato coordinamento con le imprese di distribuzione interessate, rischia di risultare addirittura amplificata nei suoi effetti, e nell'impatto in termini di sacrificio economico per il sistema, se si osserva che il Piano della società prevede investimenti per un valore pari a circa 230 milioni di euro nel periodo 2020-2025, pari a circa 8 volte gli investimenti entrati in esercizio negli anni passati fino al 2019, e in esito alla realizzazione del Piano, la società gestirebbe una rete per un'estensione di circa 500 km, pari a circa 4 volte la rete attualmente gestita (pari a circa 126 km), senza che si fornisca un'adeguata dimostrazione del maggior utilizzo atteso delle capacità di trasporto in relazione al tasso di penetrazione del gas e al conseguente sviluppo della domanda di gas;
- f) con riferimento al Piano di Enura, gli esiti dello studio RSE, predisposto ai sensi della deliberazione 335/2019/R/GAS, hanno evidenziato come lo sviluppo della dorsale di trasporto gas in Sardegna risulti più conveniente rispetto al trasporto gas su gomma (con cisterne criogeniche) soltanto nel caso di volumi annui superiori a circa 1.500 milioni di mc di gas, difficilmente raggiungibili negli scenari considerati; inoltre, 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 dal decreto-legge 76/2020;
- g) con riferimento al Piano di ITG, l'intervento "Piombino - Isola d'Elba", unico intervento pianificato da ITG finalizzato all'approvvigionamento del gas sull'isola ai fini della metanizzazione, pone il problema del coordinamento, sia funzionale sia temporale, tra sviluppo delle reti di trasporto e distribuzione del gas; in particolare, non risulta ancora essere stato individuato un concessionario per lo sviluppo della rete di distribuzione gas e, inoltre, lo sviluppo della rete di trasporto non risulta valutato in coordinamento con gli enti locali concedenti il servizio di distribuzione gas; inoltre, non è stata presentata, ai sensi del comma 10.4 dei Requisiti minimi, l'evidenza della compatibilità degli sviluppi previsti delle reti di distribuzione gas con i requisiti di cui al decreto 226/2011, in particolare l'indicazione delle ACB per lo sviluppo delle reti di distribuzione o delle relative condizioni minime di sviluppo definite dalla Stazione Appaltante;
 - h) con riferimento al Piano di Retragas, gli interventi finalizzati alle nuove metanizzazioni nella Provincia Autonoma di Trento, quali l'"Adeguamento tecnologico e potenziamento impianti VESTONE (BS)" e i singoli tratti della dorsale nell'Alta Valle Giudicarie "Tione-Pinzolo/Carisolo", "Tione-Comano", "Pinzolo-Campiglio", "Campiglio-Folgarida", nonché le eventuali ulteriori estensioni della rete aventi la medesima finalità, rappresentano singole opere di un unico intervento, in relazione al quale, infatti, la società presenta un'unica ACB con indicatori di *performance* economica, intesi come rapporto tra benefici e costi (di seguito: indici di utilità per il sistema), appena positivi; in relazione a tali interventi si pone il problema del coordinamento, sia funzionale sia temporale, tra sviluppo delle reti di trasporto e distribuzione del gas; in particolare, non risulta ancora essere stato individuato un concessionario per lo sviluppo della rete di distribuzione gas; tuttavia, la Provincia Autonoma di Trento, in qualità di Stazione Appaltante, ha comunicato all'Autorità (con lettera prot. Autorità A/13594 del 27 aprile 2020) che alcune delle opere "*risultano indispensabili per la programmazione e lo sviluppo delle reti di distribuzione del gas naturale con particolare riguardo alla parte occidentale del territorio provinciale*";
 - i) con riferimento al Piano di SGI, il metanodotto "Lucera - San Paolo Civitate (FG)" presenta indici di utilità per il sistema positivi ma inferiore a 1,5 e presentati in un'unica configurazione di scenario;
 - j) con riferimento al Piano di Snam:
 - i. il "Potenziamento per nuove importazioni da sud" (c.d. "Linea Adriatica") presenta, in alcune delle ipotesi di scenario e configurazioni di *supply* considerate, indici di utilità per il sistema appena positivi, che diventano negativi operando analisi di sensitività sui costi dell'intervento; inoltre, non sono stati considerati, ai fini dell'analisi economica, gli scenari che riflettono gli obiettivi di *policy* nazionali (es. PNIEC o *National Trends*);

- ii. le centrali *dual fuel* di Malborghetto, Messina e Poggio Renatico, pur ponendo problemi in termini di redistribuzione del gettito derivante dalla partecipazione di un gestore di infrastrutture regolate al mercato dei servizi di dispacciamento (MSD), apportano al sistema indubbi benefici in termini di riduzione dei costi di compressione e di emissioni inquinanti rispetto a centrali di compressione tradizionali con turbocompressori a gas, anche nell'ottica di *sector coupling*; tuttavia, tali interventi presentano indici di utilità per il sistema appena positivi, in quanto i criteri dell'ACB, in relazione ad interventi differenti da quelli di sviluppo dei metanodotti e caratterizzati da un profilo di necessità per l'ottimale esercizio della rete di trasporto nazionale, non consentono di computare adeguatamente i costi derivanti dalla necessità, in caso di sopravvenuta obsolescenza tecnica ed economica dei turbocompressori esistenti e nel caso in cui tali impianti risultino indispensabili per il sistema gas, di procedere comunque alla loro sostituzione, ancorché con tecnologie tradizionali meno costose;
- k) 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.

CONSIDERATO CHE, CON RIFERIMENTO AI CRITERI APPLICATIVI ACB E ALLE SUE PROPOSTE DI MODIFICA:

- nell'ambito del procedimento istruttorio sui Piani 2019 e 2020 si è proceduto a valutare i benefici addizionali ACB approvati nell'ambito dei Criteri applicativi ACB con deliberazione 230/2019/R/GAS, al fine di verificare la loro congruità ed efficacia, e valutare eventuali necessità di revisione dei Requisiti minimi e/o dei Criteri applicativi ACB;
- con i Piani 2019 e 2020 trova per la prima volta applicazione la metodologia di stima dei costi *standard* sviluppata dall'impresa maggiore di trasporto per la ACB degli interventi; e, considerato il carattere innovativo e sperimentale di tale metodo, che peraltro porta frequentemente a stime dei costi di investimento superiori a quelle presentate nei precedenti Piani, l'Autorità ha prospettato già con la deliberazione 230/2019/R/GAS la possibilità di avvalersi di esperti terzi indipendenti per valutare l'efficacia della metodologia di stima dei costi di investimento e i relativi esiti;
- la proposta di aggiornamento dei Criteri applicativi ACB presentata dall'impresa maggiore di trasporto e sottoposta a consultazione prevede:
 - a) l'introduzione, ai fini della stima dei costi di investimento dei metanodotti, di un fattore incrementale del costo unitario della categoria di cespiti metanodotti, c.d. *k0*, che intercetti la diversa incidenza dei costi fissi sui costi totali di un'opera in funzione della relativa lunghezza;
 - b) l'adozione di un nuovo beneficio, denominato *B9 – Sinergie di costo con altri sistemi energetici*, dedicata a valorizzare le sinergie di costo tra l'intervento proposto oggetto di analisi ed interventi su altre infrastrutture energetiche.

CONSIDERATO, INFINE, CHE CON RIFERIMENTO AGLI ESITI DEL PROCESSO DI CONSULTAZIONE:

- nell’ambito del procedimento di consultazione dei Piani 2019 e 2020, dalle risposte pervenute dai soggetti interessati è emersa, tra l’altro:
 - a) l’opportunità di prevedere un’evoluzione dell’attuale quadro regolatorio che consenta un ampliamento del perimetro degli investimenti infrastrutturali da includere nel Piano, considerando anche interventi volti a favorire la transizione energetica, anche alla luce degli orientamenti comunitari e delle scelte adottate in altri Paesi europei;
 - b) in relazione all’intervento “Linea Adriatica”, l’opportunità che sia valutata l’effettiva necessità prospettica di realizzare l’investimento, dal momento che il recupero tariffario di tali investimenti si estenderà oltre gli orizzonti temporali (2030 e 2050) entro i quali le *policy* nazionali ed europee prevedono il raggiungimento degli obiettivi di transizione energetica; e l’opportunità che i costi di un tale investimento, funzionale a incrementare la diversificazione delle fonti più che a garantire il soddisfacimento della domanda nazionale, siano allocati ai Paesi che ne beneficeranno con il ricorso ai criteri di *cross border cost allocation*;
 - c) con riferimento ai tre progetti di sviluppo di centrali di compressione *dual fuel*, sono stati sollevati dubbi di compatibilità dell’esercizio di tali impianti con la normativa comunitaria e nazionale in tema di *unbundling*, nonché l’opportunità che, qualora si riconoscano all’iniziativa benefici di efficienza per il sistema in termini economici, ambientali e di *sector integration*, sia valutata l’introduzione di meccanismi regolatori funzionali a minimizzare, se non annullare, rischi di discriminazione ed alterazione della concorrenza;
 - d) alcune carenze informative in particolare in relazione ai progetti di interconnessione con l’estero sotto soglia presentati nei Piani;
 - e) criticità relative alla possibile sovrapposizione di alcuni interventi di sviluppo di rete di trasporto regionale con lo sviluppo della rete di distribuzione;
- in relazione alle osservazioni formulate dai soggetti interessati è opportuno tenere conto che:
 - a) il *Green Deal* europeo prevede che debba essere riesaminato il quadro normativo per le infrastrutture energetiche allo scopo di promuovere la diffusione di tecnologie e infrastrutture innovative;
 - b) l’Autorità, con deliberazione 335/2019/R/GAS di valutazione dei Piani 2017 e 2018, aveva già evidenziato l’opportunità che, con riferimento all’intervento denominato “Linea Adriatica”, venissero forniti maggiori elementi informativi circa la sua relazione con le nuove importazioni che ne renderebbero necessaria la realizzazione;
 - c) nell’ambito del proprio Quadro Strategico 2019-2021 l’Autorità ha sottolineato la necessità di sviluppare nuovi strumenti regolatori volti, tra l’altro, a supportare la transizione verso la decarbonizzazione;

- d) l'articolo 3 dei Requisiti minimi prevede che i gestori del sistema di trasporto corredano il Piano con specifiche schede informative per ciascuno degli interventi contenuti nel Piano, redatte in forma semplificata per gli interventi non rientranti nell'ambito di applicazione dell'analisi economica;
- e) l'Autorità, con deliberazione 335/2019/R/GAS, ha già 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;
- le osservazioni pervenute in esito ai procedimenti di consultazione convergono sull'opportunità che alcuni interventi di sviluppo in aree non metanizzate siano valutati in considerazione di maggiori informazioni e più approfondite analisi, nonché sulla base dell'evidenza di un effettivo coordinamento tra soggetti gestori delle reti e enti locali concedenti il servizio di distribuzione.

RITENUTO CHE, CON RIFERIMENTO AL CONTENUTO DEI PIANI:

- la valutazione dei Piani 2020, trasmessi ad un mese di distanza dai Piani 2019, di fatto assolve anche la valutazione dei Piani 2019, nell'ottica di continuo miglioramento dei documenti di pianificazione;
- con riferimento al tema delle sostituzioni, anche parziali, di tratti di metanodotti in esercizio, anche tenendo conto della sua rilevanza con riferimento al trattamento tariffario dei metanodotti completamente ammortizzati, oggetto di uno specifico approfondimento ai sensi dell'articolo 3 della deliberazione 114/2019/R/GAS, sia opportuno modificare e integrare i Requisiti minimi, e in particolare:
 - a) ampliare il contenuto delle schede informative degli interventi che prevedono sostituzioni, anche parziali;
 - b) prevedere che, in tutti i casi di interventi che prevedono sostituzioni di tratti di rete che ricadono nell'ambito delle soglie di applicabilità della ACB, l'utilità per il sistema della sostituzione sia valutata attraverso una ACB elaborata rispetto ad uno scenario controfattuale che non preveda la sostituzione e che consideri eventuali interventi di mantenimento in esercizio / ammodernamento della rete, ove ciò sia compatibile con l'esercizio in piena sicurezza delle reti medesime;
 - c) specificare che gli interventi di sostituzione possono essere ricondotti nell'ambito degli interventi per la sicurezza, non soggetti ad ACB, esclusivamente in forza di comprovate esigenze di sicurezza derivanti dalle condizioni tecnico-operative di esercizio delle reti o delle analisi sullo stato di salute delle infrastrutture, secondo procedure formalizzate da parte del gestore di rete e verificabili;
- in ragione della rilevanza crescente che gli interventi per la transizione energetica stanno assumendo, anche alla luce del *Green Deal* europeo, e della necessità di avere un quadro completo anche delle innovazioni ad oggi in corso di realizzazione, ferme restando le limitazioni per i gestori di reti di trasporto previste dalle direttive europee e dalla normativa nazionale in materia di obblighi di *unbundling* e certificazione, sia opportuno modificare i Requisiti minimi in modo che tali

interventi trovino adeguata rappresentazione nell'ambito della presentazione dei Piani, benché in una sezione chiaramente distinta e separata;

- ai fini di una maggiore solidità dei risultati delle ACB degli interventi, con particolare riferimento agli interventi di rete nazionale, costituisca elemento imprescindibile per la valutazione degli interventi la presentazione dei risultati in tutti gli scenari previsti dal documento di descrizione degli scenari; inoltre, che i risultati economici di sintesi, nonché l'indicazione della valorizzazione dei singoli benefici interessati, siano presentati anche con riferimento ai c.d. anni studio considerati per l'elaborazione degli scenari (ad esempio, 2025-2030-2040) e, pertanto, a tal fine sia opportuno modificare i Requisiti minimi;
- sia necessario ribadire l'esigenza che i Piani presentino, in modo sintetico ma esaustivo, benefici, costi e impatti sull'orizzonte di Piano di tutti gli interventi previsti, e pertanto prevedere, attraverso una modifica dei Requisiti minimi, che i gestori forniscano una rappresentazione sintetica delle principali grandezze tecniche ed economiche di ciascun intervento di Piano, anche in formato tabellare editabile, secondo un *template* comune a tutti i gestori elaborato dall'impresa maggiore di trasporto;
- sia opportuno che i Piani prevedano una netta separazione tra gli interventi pianificati, in relazione ai quali deve essere valutata l'utilità per il sistema, e gli interventi realizzati o in corso di realizzazione, rilevanti ai fini delle valutazioni tariffarie di efficienza ed economicità degli investimenti di cui al comma 4.1 della RTTG; e che, pertanto, il rapporto di monitoraggio di cui al comma 3.1, lettera b), dei Requisiti minimi sia integrato al fine di includere le schede sugli interventi realizzati o in corso di realizzazione;
- benché il ricorso da parte dei gestori a costi unitari *standard* differenti da quelli previsti dall'Appendice Informativa ai Criteri applicativi ACB possa trovare giustificazione, anche ai sensi del comma 12.2 dei Requisiti minimi, nella necessità di tenere conto delle specificità del territorio, sia opportuno che i gestori si uniformino il più possibile a tale Appendice Informativa, soprattutto con riferimento alla valorizzazione di benefici (specialmente laddove facciano riferimento ad esternalità di natura globale), fatte salve comprovate esigenze giustificabili in ragione delle specificità locali che andranno chiaramente dettagliate e argomentate;
- nel caso di interventi di nuova metanizzazione, ribadita – nei termini di cui ai precedenti considerati – l'importanza di un adeguato coordinamento degli sviluppi di rete di trasporto e di distribuzione gas, nonché la chiarezza e l'esaustività dell'obbligo di coordinamento previsto dalla legge e codificato dalla regolazione, possa risultare comunque opportuno rafforzare i Requisiti minimi in materia di coordinamento, esplicitando che l'impresa di trasporto valuti gli sviluppi della rete di trasporto necessari tenendo conto delle condizioni minime disviluppo delle reti di distribuzione previste dalla Stazione Appaltante, in modo da garantirne una adeguata pianificazione, e programmi la relativa realizzazione in coordinamento con il distributore concessionario; in particolare, si ritiene opportuno prevedere che:
 - a) in fase di pianificazione, lo sviluppo di reti di trasporto abbia come presupposto l'identificazione delle esigenze di sviluppo delle reti di trasporto finalizzate alla

- connessione delle reti di distribuzione al sistema di trasporto, opportunamente riscontrabili in atti ufficiali degli enti locali concedenti il servizio di distribuzione;
- b) in fase di realizzazione, lo sviluppo della rete di trasporto debba avvenire attraverso la predisposizione di piani operativi sottoscritti da gestore della rete di trasporto e gestore della rete di distribuzione;
 - c) nell'ambito dell'analisi economica, sia assicurata separata evidenza dei costi afferenti alle infrastrutture considerate, incluse quelle di distribuzione gas, al fine di assicurare maggiore trasparenza, escludendo pertanto la possibilità, prevista dai Criteri applicativi ACB, di considerare tali costi come maggiorazione del prezzo di fornitura del gas utilizzato nella valorizzazione dei benefici;
- con riferimento agli interventi di sviluppo delle reti di trasporto in aree di nuova metanizzazione, sia opportuno avviare uno specifico 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 degli investimenti ai fini tariffari;
 - considerata la complessità e i rilevanti impegni di spesa di alcuni interventi previsti nei Piani, sia necessario ricorrere a verifiche esterne indipendenti per le valutazioni e, a tal fine, conferire mandato al Direttore della Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling* dell'Autorità di individuare i soggetti esterni verificatori, similmente a quanto già effettuato ai fini delle valutazioni di interventi rilevanti dei piani di sviluppo della rete trasmissione dell'energia elettrica; e che i costi delle verifiche esterne indipendenti siano a carico dell'impresa di trasporto proponente l'intervento oggetto di analisi, con compensi commisurati agli *standard* utilizzati dalle istituzioni europee per esperti valutatori.

RITENUTO OPPORTUNO CHE, CON RIFERIMENTO A SINGOLI INTERVENTI PRESENTATI NEI PIANI:

- la valutazione degli interventi di Piano sottoposti ad ACB in relazione ai quali sono emerse criticità ed esigenze di approfondimento prosegua nell'ambito dei prossimi Piani e, in particolare, che:
 - a) con riferimento al Piano di CMVTG, non sussistano le condizioni per esprimere una valutazione positiva dell'intervento "Villa di Tirano-Tirano" e che, pertanto, la valutazione prosegua nei prossimi Piani sulla base di evidenze delle esigenze di sviluppo della rete di trasporto per la connessione della rete di distribuzione, riscontrabili in atti ufficiali degli enti locali concedenti il servizio di distribuzione, e della compatibilità degli sviluppi delle reti di distribuzione gas con i requisiti di cui al decreto 226/2011, ferma restando l'esigenza di coordinamento con il gestore concessionario ai fini realizzativi;
 - b) con riferimento al Piano di Energie, non sussistano le condizioni per esprimere una valutazione positiva degli interventi finalizzati alla metanizzazione di nuove aree, quali "Metanodotto Verres-Ayas", "Metanodotto Pont Saint Martin -

- Gressoney la Trinité”, “Metanodotto Valsesia”, “Metanodotto Garfagnana”, “Metanodotto Valli Neva e Pennavaira”, “Metanodotto Valli di Lanzo”; “Metanodotto Alta langa-Valli Belbo e Bormida”, “Estensione Antey-Torgnon”; “Metanodotto Tanaro-Arroschia Impero”, e che pertanto la valutazione prosegua nei Prossimi Piani sulla base:
- i. delle evidenze delle esigenze di sviluppo delle reti di trasporto per la connessione delle reti di distribuzione, riscontrabili in atti ufficiali degli enti locali concedenti il servizio di distribuzione, o del coordinamento con il gestore concessionario, attraverso piani operativi congiunti, ai fini della successiva realizzazione;
 - ii. delle evidenze sulla compatibilità degli sviluppi previsti delle reti di distribuzione gas con i requisiti di cui al decreto 226/2011, ovverosia evidenza degli esiti positivi delle ACB per lo sviluppo delle reti di distribuzione o delle relative condizioni minime di sviluppo definite dalla Stazione Appaltante;
 - iii. di maggiore trasparenza sulle stime dei costi di sviluppo delle reti di distribuzione del gas considerate
- c) con riferimento al Piano di Enura, non sussistano le condizioni per esprimere una valutazione positiva in relazione a tutti gli sviluppi della rete di trasporto previsti nel “Progetto Metanizzazione Sardegna” e che, pertanto, il gestore riformuli, nei prossimi Piani, coerentemente con le previsioni normative e tenuto conto dei recenti indirizzi formulati dal Ministero dello Sviluppo Economico, l’intervento di sviluppo della rete di trasporto in Sardegna individuando la configurazione infrastrutturale e gestionale ottimale, anche sotto il profilo dei costi, rispetto alle previsioni di domanda attesa, nel rispetto della normativa nazionale e comunitaria vigente;
- d) con riferimento al Piano di ITG, non sussistano le condizioni per esprimere una valutazione positiva dell’intervento “Piombino - Isola d’Elba” e che, pertanto, la valutazione prosegua nei prossimi Piani sulla base di evidenze della esigenza di sviluppo della rete di trasporto per la connessione della rete di distribuzione, riscontrabili in atti ufficiali degli enti locali concedenti il servizio di distribuzione, e sulla compatibilità degli sviluppi delle reti di distribuzione gas con i requisiti di cui al decreto 226/2011, ferma restando l’esigenza di coordinamento con il gestore concessionario ai fini realizzativi;
- e) con riferimento al Piano di Retragas, non sussistano le condizioni per esprimere una valutazione positiva degli interventi finalizzati alle nuove metanizzazioni nella Provincia Autonoma di Trento, quali l’“Adeguamento tecnologico e potenziamento impianti VESTONE (BS)” e i singoli tratti della dorsale nell’Alta Valle Giudicarie “Tione-Pinzolo/Carisolo”, “Tione-Comano”, “Pinzolo-Campiglio”, “Campiglio-Folgarida”, nonché le eventuali ulteriori estensioni della rete aventi la medesimi finalità, e che, pertanto, la valutazione prosegua nei prossimi Piani, ricomprendendo all’interno del suddetto intervento le opere funzionali ad approvvigionare le reti di distribuzione di futura realizzazione,

- come riscontrabili in atti ufficiali degli enti locali concedenti il servizio di distribuzione;
- f) con riferimento al Piano di SGI, non sussistano le condizioni per esprimere una valutazione positiva dell'intervento "Lucera - San Paolo Civitate" e che, pertanto, la valutazione prosegua nei prossimi Piani, tenendo conto anche delle analisi di *sensitivity* dell'ACB rispetto ai differenti scenari del documento di descrizione degli scenari;
- g) con riferimento al Piano di Snam:
- i. non sussistono le condizioni per esprimere una valutazione positiva dell'intervento "Potenziamento per nuove importazioni da Sud" (c.d. "Linea Adriatica") e che, pertanto, la valutazione prosegua nei prossimi Piani, approfondendo la solidità degli indici di utilità per il sistema in relazione sia ad ipotesi di scenario più conservative, sia a configurazioni di *supply* definite tenendo conto delle effettive possibilità di accesso a nuove fonti di approvvigionamento di gas nell'orizzonte di Piano;
 - ii. di valutare positivamente i progetti di sviluppo di centrali di compressione *dual fuel* di Malborghetto, Messina e Poggio Renatico in ragione della maggiore efficienza dei costi di compressione e minore impatto ambientale rispetto a tecnologie tradizionali, richiedendo al gestore di valutare tali interventi nel prossimo Piano considerando ai fini del calcolo dei benefici, laddove ne ricorrano le condizioni in relazione all'obsolescenza tecnica ed economica degli impianti attualmente in esercizio e alla relativa valutazione di indispensabilità per il sistema di trasporto, il costo evitato di sostituzione con tecnologie tradizionali degli impianti in esercizio, e dimostrando l'economicità di tale soluzione rispetto all'installazione di una centrale di compressione a tecnologia tradizionale e agli ulteriori interventi necessari per ridurre le esternalità ambientali; per altro verso, tali progetti, considerate le positive ricadute ambientali e di *sector-coupling*, dovrebbero essere valutati con attenzione rispetto alla possibilità di accedere a contributi comunitari, anche al fine di accelerarne la realizzabilità e contenerne l'impatto tariffario;
- con riferimento alla possibilità, conseguente all'entrata in esercizio di centrali di compressione *dual fuel*, di partecipazione dell'impresa maggiore di trasporto al mercato dei servizi di dispacciamento, si ritiene opportuno avviare 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 tali servizi, anche al fine di compensare i maggiori costi di servizio rispetto ad un impianto tradizionale.

RITENUTO, INOLTRE, CHE CON RIFERIMENTO AI CRITERI APPLICATIVI ACB:

- in relazione ai benefici addizionali ACB, approvati, come proposta da Snam, nell'ambito dei Criteri applicativi ACB con deliberazione 230/2019/R/GAS, sia opportuno:

- a) eliminare dai Criteri applicativi ACB il beneficio *B8a– Riduzione del costo di approvvigionamento*, in quanto rappresentativo di incremento di *social welfare* residuale collegato all’elasticità della domanda rispetto ad effetti di prezzo già catturati da benefici ad oggi inclusi nei Requisiti minimi (B1 e B2);
- b) includere nei Requisiti minimi il beneficio *B8b – Riduzione dei costi di compressione*, calcolato considerando i costi complessivi di elettricità e gas necessari a comprimere i quantitativi di gas previsti in esito ai modelli fluidodinamici;
- c) chiarire nei Requisiti minimi che il beneficio *B8c – Riduzione esternalità negative da gas emesso in atmosfera*, risulta già essere ricompreso nell’ambito di applicazione del beneficio *B6 - Riduzione delle esternalità negative associate alle emissioni non CO₂*;
- d) introdurre nei Requisiti minimi il beneficio *B8d – Fornitura di flessibilità al sistema elettrico*, al fine di valorizzare eventuali effetti di *sector integration* e *sector coupling* degli interventi;
- E) eliminare dai Criteri applicativi ACB il beneficio *B8e - Maggiore integrazione produzione fonti energia rinnovabile nel settore gas*, al fine di evitare rischi di *double counting* in quanto già altri benefici dei Requisiti minimi (in particolare B1, B2 e B5) consentono di tenere conto dell’effetto di una maggiore integrazione di gas rinnovabili;
- considerata l’applicazione sperimentale nei Piani 2019 e 2020 della metodologia di stima dei costi di cui ai Criteri applicativi ACB, sia opportuno sottoporre la metodologia e la sua applicazione ad una verifica esterna indipendente nell’ambito del procedimento di valutazione dei prossimi Piani;
- con riferimento alla proposta di aggiornamento dei Criteri applicativi ACB, sia opportuno:
 - a) rimandare l’eventuale introduzione del fattore incrementale *k0* alla valutazione complessiva della metodologia di stima dei costi;
 - b) non accogliere la proposta di beneficio *B9 – Sinergie di costo con altri sistemi energetici* in ragione del fatto che le infrastrutture energetiche, se alternative tra loro, devono essere valutate rispetto ad uno scenario controfattuale senza sviluppo di infrastrutture e senza considerare i costi evitati dell’infrastruttura alternativa, e che i Requisiti minimi già contemplano la possibilità di annoverare tra i benefici, in specifiche circostanze, i costi degli investimenti che un intervento consente di evitare.

RITENUTO, INFINE, CHE IN RELAZIONE AI PROSSIMI PIANI E AI DOCUMENTI AD ESSI PROPEDEUTICI:

- le modifiche ai Requisiti minimi disposte con il presente provvedimento impongono la necessità di modificare i Criteri applicativi ACB in modo da garantire la coerenza con le nuove disposizioni;
- sia opportuno ribadire l’importanza della definizione di scenari di sviluppo robusti, coerenti e di natura *cross-settoriale* per i futuri Piani di sviluppo nei settori della

trasmissione dell'energia elettrica e del trasporto del gas naturale e per l'analisi coordinata degli interventi ivi proposti;

- alla luce delle differenze riscontrate tra gli scenari nazionali del DDS 2019 e gli scenari dei *TYNDP* europei, predisposti da ENTSO-e e ENTSOG e oggetto dell'opinione ACER 6/2020, relativamente ai risultati di importazione/esportazione di energia elettrica e di generazione di energia elettrica in Italia e, conseguentemente, alle previsioni di stima di domanda gas, soprattutto con riferimento alla generazione termoelettrica, e considerate le differenti tempistiche di elaborazione degli scenari, sia opportuno prevedere che per la redazione dei Piani di sviluppo 2021 Terna e Snam procedano ad un aggiornamento del documento congiunto di descrizione degli scenari che, tra gli scenari contrastanti considerati, contenga uno scenario coerente con lo scenario *National Trends*, salvo eventuali differenze relative alla rappresentazione più aggiornata o comunque affinata del sistema energetico nazionale; e che il documento contenga una appendice con rappresentazione sintetica di ipotesi e risultati di scenario;
- a tal fine sia opportuno prevedere che Snam e Terna rendano pubblico il documento di descrizione degli scenari da applicare nei Piani 2021 entro il 31 gennaio 2021;
- sia opportuno garantire ai gestori dei sistemi di trasporto gas un congruo intervallo di tempo per la predisposizione dei Piani che tengano conto dell'aggiornamento degli scenari congiunti elaborati da Snam e Terna, nonché delle modifiche dei Requisiti minimi disposte con il presente provvedimento e della conseguente modifica dei Criteri applicativi ACB;
- in tale prospettiva, al fine di garantire efficienza dell'azione amministrativa e la piena efficacia delle modifiche dei Requisiti minimi e dell'aggiornamento degli scenari, posticipare la data di presentazione dei Piani relativi all'anno 2021, prevista per il 31 gennaio 2021 ai sensi del comma 8.5 della deliberazione 468/2018/R/GAS, al 31 marzo 2021

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 2019 e 2020 nei termini di cui al presente provvedimento e in particolare delle relative premesse;
2. di proseguire nell'ambito dei prossimi Piani, nei termini di cui in premessa, la valutazione dei seguenti interventi:
 - a) con riferimento al Piano di Consorzio della Media Valtellina per il Trasporto del Gas, l'intervento "Villa di Tirano-Tirano";
 - b) con riferimento al Piano di Energie Rete Gas S.r.l., gli interventi: "Metanodotto Verres-Ayas", "Metanodotto Pont Saint Martin - Gressoney la Trinité", "Metanodotto Valsesia", "Metanodotto Garfagnana", "Metanodotto Valli Neva e Pennavaira", "Metanodotto Valli di Lanzo"; "Metanodotto Alta langa-Valli

- Belbo e Bormida”, “Estensione Antey-Torgnon”; “Metanodotto Tanaro-Arroscia Impero”;
- c) con riferimento al Piano di Infrastrutture Trasporto Gas S.p.A., l’intervento “Piombino - Isola d’Elba”;
 - d) con riferimento al Piano di Retragas S.r.l., gli interventi finalizzati alle nuove metanizzazioni nella Provincia Autonoma di Trento, quali l’“Adeguamento tecnologico e potenziamento impianti VESTONE (BS)” e i singoli tratti della dorsale nell’Alta Valle Giudicarie “Tione-Pinzolo/Carisolo”, “Tione-Comano”, “Pinzolo-Campiglio”, “Campiglio-Folgarida”, nonché le eventuali ulteriori estensioni della rete aventi la medesima finalità;
 - e) con riferimento al Piano di Società Gasdotti Italia S.p.A., l’intervento “Lucera - San Paolo Civitate”;
 - f) con riferimento al Piano di Snam Rete Gas S.p.A., l’intervento “Potenziamento per nuove importazioni da Sud” (c.d. “Linea Adriatica”);
3. di richiedere a Enura di riformulare, nei prossimi Piani, l’intervento di sviluppo della rete di trasporto in Sardegna individuando, coerentemente con le previsioni normative introdotte dall’articolo 60, comma 6, del decreto-legge 76/2020 e tenuto conto dei recenti indirizzi formulati dal Ministero dello Sviluppo Economico, la configurazione infrastrutturale e gestionale ottimale, anche sotto il profilo dei costi, rispetto alle previsioni di domanda attesa relativa ad utenze civili, industriali e termoelettriche;
 4. di valutare positivamente i progetti di sviluppo delle centrali di compressione *dual fuel* di Malborghetto, Messina e Poggio Renatico del Piano di Snam, anche in ragione degli effetti sortiti in termini di maggiore efficienza dei costi di compressione e minore impatto ambientale rispetto a tecnologie tradizionali; e di richiedere a Snam Rete Gas S.p.A. di presentare un’analisi economica di tali interventi nel prossimo Piano considerando, ai fini del calcolo dei benefici, laddove ne ricorrano le condizioni in relazione all’obsolescenza tecnica ed economica degli impianti attualmente in esercizio e indispensabilità per il sistema di trasporto, il costo evitato di sostituzione degli impianti in esercizio con impianti a tecnologie tradizionali, nonché di dimostrare che la soluzione *dual-fuel* risulta essere comunque più economica rispetto all’installazione di una centrale di compressione a tecnologia tradizionale e agli ulteriori interventi necessari per ridurre le esternalità ambientali;
 5. in relazione alle centrali *dual fuel* richiamate al punto precedente di avviare un procedimento, dando mandato al Direttore della Direzione Infrastrutture Energie e *Unbundling*, in coordinamento con il Direttore della Direzione Mercati Energia all’Ingrosso e Sostenibilità Ambientale per i seguiti di competenza, allo scopo di individuare specifici meccanismi finalizzati a restituire agli utenti del servizio una quota parte degli eventuali ricavi derivanti dalla partecipazione del gestore a MSD, anche al fine di compensare i maggiori costi di servizio rispetto ad un impianto tradizionale;
 6. di prevedere di ricorrere a verifiche esterne indipendenti, similmente a quanto già effettuato ai fini delle valutazioni di interventi rilevanti dei piani di sviluppo della rete di trasmissione dell’energia elettrica, per le valutazioni di interventi dei prossimi

Piani di particolare rilevanza, o che presentino particolari criticità, conferendo mandato al Direttore della Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling* dell’Autorità di individuare i soggetti esterni verificatori nonché gli interventi da verificare;

7. di prevedere che i costi delle verifiche esterne indipendenti di cui al precedente punto 6. siano a carico dell’impresa di trasporto proponente l’intervento oggetto di analisi, e che i relativi compensi siano commisurati agli *standard* utilizzati dalle istituzioni europee per esperti valutatori;
8. di avvalersi della collaborazione di esperti indipendenti per la verifica, nell’ambito del prossimo procedimento di valutazione dei Piani, della metodologia di stima dei costi di cui ai Criteri applicativi ACB, nonché della sua applicazione, conferendo mandato al Direttore della Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling* affinché, con il supporto della Direzione Affari Generali e Risorse, individui i soggetti destinatari dell’incarico;
9. di disporre le seguenti modifiche all’Allegato A alla deliberazione 468/2018/R/GAS (c.d. Requisiti minimi), da applicare a decorrere dai Piani 2021:
 - a) con riferimento all’articolo 2, comma 2.1:
 - alla lettera a), dopo le parole “le congestioni presenti” sono aggiunte le seguenti parole “e previste”;
 - alla lettera b), la parola “emerse” è sostituita dalle seguenti parole “presenti”;
 - dopo la lettera d) è inserita la seguente lettera *dbis*):
 - “*dbis*) l’elenco delle richieste di interconnessione alla rete di trasporto nazionale mediante *interconnector* e mediante *merchant line* e relativi impatti sulle criticità del sistema gas presenti e previste;”
 - alla lettera f), dopo le parole “inclusi nel Piano” sono inserite le seguenti parole “, con separata indicazione delle grandezze registrate per ciascun singolo intervento, presentati in forma sintetica tabellare elaborabile, secondo un template comune a tutti i gestori elaborato dall’impresa maggiore di trasporto”;
 - b) con riferimento all’articolo 3:
 - al comma 3.1, lettera a), sono eliminate le seguenti parole “un allegato contenente” e dopo le parole “interventi contenuti nel Piano” sono inserite le seguenti parole “, rilevante ai fini della valutazione dell’utilità dell’intervento per il sistema”;
 - al comma 3.1, lettera b), dopo le parole “inclusi in Piani precedenti” sono aggiunte le seguenti parole “e realizzati o in corso di realizzazione, rilevante ai fini delle valutazioni di efficienza ed economicità degli investimenti di cui al comma 4.1 dell’Allegato A della deliberazione 28 marzo 2019, 114/2019/R/gas (RTTG)”;
 - al comma 3.1, dopo la lettera b), è inserita la seguente lettera c):
“c) un allegato, distinto e separato dal Piano, dedicato ad eventuali interventi per la transizione energetica.”;

- al comma 3.3, dopo le parole “nei Piani precedenti” sono inserite le seguenti parole “realizzati o in corso di realizzazione”;
- dopo il comma 3.3 sono inseriti i commi seguenti:
 - “3.4 Nell’ambito del rapporto di monitoraggio di cui al precedente comma 3.3, con riferimento a ciascun intervento rientrante nell’ambito di applicazione dell’analisi economica di cui al successivo Articolo 9 che presenta investimenti entrati in esercizio nell’anno precedente a quello di presentazione dei Piani, i gestori del sistema di trasporto presentano una scheda intervento che, oltre al contenuto di cui al precedente comma 3.2, include le seguenti informazioni:
 - a) le immobilizzazioni entrate in esercizio, con il dettaglio dei cespiti;
 - b) le immobilizzazioni che risultino ancora in corso;
 - c) la stima dell’eventuale spesa di investimento residua;
 - d) l’anno previsto per la messa in esercizio degli investimenti residui;
 - e) un’ACB che consideri i costi effettivamente sostenuti, ove disponibili, e la stima dei benefici sulla base delle informazioni più aggiornate possibili.
 - 3.5 L’allegato di cui alla lettera c) del precedente comma 3.1, contiene una rappresentazione degli interventi per la transizione energetica in corso di studio o sviluppo da parte del gestore del sistema di trasporto e delle principali caratteristiche tecniche ed economiche.”;
- c) con riferimento all’articolo 4:
 - al comma 4.5, sono eliminate le seguenti parole “Tale documento è predisposto in modo coordinato con il gestore del sistema di trasmissione dell’energia elettrica.”;
 - dopo il comma 4.5 sono inseriti i due commi seguenti:
 - “4.6 Al fine di assicurare il coordinamento intersettoriale, il documento di descrizione degli scenari è elaborato congiuntamente dall’impresa maggiore di trasporto del gas e dal gestore della rete di trasmissione nazionale dell’energia elettrica, che individuano gli anni oggetto di studio, tenuto conto della maggiore disponibilità e confrontabilità di dati e previsioni per i cosiddetti anni fissi, e in coerenza con il *TYNDP* di ENTSOG, distinguendo tra orizzonti temporali di breve, medio-lungo termine, e lungo termine.
 - 4.7 Il documento di descrizione degli scenari contiene inoltre una analisi della coerenza degli scenari del Piano con gli scenari utilizzati nel *TYNDP* di ENTSOG e, nel caso di approcci o ipotesi differenti, la giustificazione di tali differenze.”;
- d) all’articolo 7, dopo il comma 7.1, è inserito il seguente comma:

- “7.1**bis** In caso di interventi che prevedano la sostituzione, anche parziale, di tratti di rete in esercizio, sono fornite le seguenti informazioni relativamente ai tratti cui le sostituzioni di riferiscono:
- a) identificazione univoca dei cespiti interessati;
 - b) lunghezza della rete oggetto di sostituzione;
 - c) anno di entrata in esercizio;
 - d) costo storico di prima iscrizione in bilancio dei cespiti interessati e costo storico di eventuali investimenti realizzati successivamente all’entrata in esercizio;
 - e) vita utile regolatoria residua;
 - f) eventuali costi di dismissione;
 - g) motivazione dell’intervento di sostituzione, supportata da evidenze riscontrate sulle condizioni tecnico-operative delle reti o delle analisi sullo stato di salute delle infrastrutture.”;
- e) con riferimento all’articolo 9:
- al comma 9.1, dopo le parole “a ciascun intervento” sono inserite le seguenti parole “di sviluppo, sostituzione o mantenimento della rete di trasporto”;
 - al comma 9.2, dopo le parole “rete di trasporto del gas.” sono inserite le seguenti parole “Le sostituzioni, parziali o totali di tratti di rete possono essere annoverate nell’ambito degli interventi finalizzati a garantire l’esercizio in sicurezza della rete esclusivamente in forza di comprovate esigenze di sicurezza derivanti dalle condizioni tecnico-operative di esercizio delle reti o delle analisi sullo stato di salute delle infrastrutture.”;
- f) con riferimento all’articolo 10:
- dopo il comma 10.3, è inserito il comma 10.3**bis**:

“10.3**bis** Le analisi economiche, con indicazione dei singoli benefici interessati, sono presentate in relazione ai differenti scenari energetici elaborati nel documento di descrizione degli scenari di cui al comma 4.1, lettera c), e con riferimento agli anni studio considerati per la loro elaborazione.”;
 - al comma 10,4, alla lettera a), dopo le parole “inclusi quelli della distribuzione” sono inserite le seguenti parole “dandone separata evidenza”;
 - al comma 10,4, dopo la lettera b) sono inserite le seguenti parole:

“c) forniscono evidenza:

 - i. per gli interventi in fase di pianificazione, delle esigenze di sviluppo delle reti di trasporto finalizzate alla connessione delle reti di distribuzione al sistema di trasporto, come riscontrabili in atti ufficiali degli enti locali concedenti il servizio di distribuzione;

- ii. per gli interventi in fase di realizzazione, del coordinamento delle tempistiche di realizzazione degli interventi, risultante da piani operativi sottoscritti da gestore della rete di trasporto e dal gestore della rete di distribuzione.”;
 - dopo il comma 10.4, è inserito il comma seguente:

“10.4bis In caso di interventi che prevedono sostituzioni, anche parziali, di tratti di rete in esercizio, che ricadono nell’ambito delle soglie di applicabilità della ACB di cui all’articolo 9, ad eccezione degli interventi finalizzati a garantire l’esercizio in sicurezza della rete di cui al precedente comma 9.2, l’analisi economica è effettuata in relazione ad uno scenario controfattuale che non preveda l’intervento di sostituzione, coerentemente al comma 10.1, ma consideri eventuali interventi di mantenimento in esercizio e/o ammodernamento delle reti in esercizio oggetto di sostituzione.”;
 - g) con riferimento all’articolo 11:
 - al comma 11.3, dopo la categoria “B7 - Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel settore elettrico” sono aggiunte le seguenti categorie di beneficio:
 - o “- B8 – Riduzione dei costi di compressione;
 - o - B9 – Fornitura di flessibilità al sistema elettrico.”;
 - al comma 11.13, dopo le parole “emissioni di altri gas climalteranti ad effetto globale (c.d. gas a effetto serra)” sono aggiunte le seguenti parole “, ivi incluse le emissioni di gas in atmosfera (c.d. *methane leakage*).”;
 - dopo il comma 11.14, sono aggiunti i seguenti commi:

“11.14bis Il beneficio B8 - Riduzione dei costi di compressione, riconducibile all’effetto derivante dall’adozione di tecnologie dual-fuel, è calcolato considerando i costi complessivi (di elettricità e gas) necessari a comprimere i quantitativi di gas previsti in esito ai modelli fluido dinamici.

11.14ter Il beneficio B9 - Fornitura di flessibilità al sistema elettrico, misura gli impatti di un intervento sul sistema elettrico in termini di variazione dei costi per i servizi di rete e per approvvigionamento di risorse sul mercato per il servizio di dispacciamento elettrico (MSD).”;
 - h) con riferimento all’Appendice, modificare la Tabella 2 e 3 tenendo conto rispettivamente delle modifiche degli articoli 7 e 11 di cui al presente provvedimento;
10. di dare mandato all’impresa maggiore di trasporto di recepire le modifiche apportate ai Requisiti minimi, di cui al presente provvedimento, nell’ambito dei Criteri

- applicativi ACB, e di rendere pubblico il documento entro il 31 gennaio 2021 ai fini della sua applicazione nei Piani 2021;
11. di prevedere che Snam e Terna rendano pubblico l'aggiornamento del documento congiunto di descrizione degli scenari, da applicare nei Piani 2021, entro il 31 gennaio 2021;
 12. di posticipare la data di presentazione dei Piani 2021, prevista per il 31 gennaio 2021 ai sensi del comma 8.5 della deliberazione 468/2018/R/GAS, al 31 marzo 2021;
 13. di avviare uno specifico procedimento per individuare, con riferimento agli interventi di sviluppo delle reti di trasporto in aree di nuova metanizzazione, specifici criteri di efficienza per il riconoscimento degli investimenti ai fini tariffari, dando mandato al Direttore della Direzione Infrastrutture Energie e *Unbundling* per i seguiti di competenza;
 14. di trasmettere il presente provvedimento al Ministro dello Sviluppo Economico;
 15. 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., 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.;
 16. di pubblicare il presente provvedimento sul sito internet dell'Autorità www.arera.it.

15 dicembre 2020

IL PRESIDENTE
Stefano Besseghini