

DELIBERAZIONE 30 LUGLIO 2019
335/2019/R/GAS

VALUTAZIONE DEI PIANI DECENNALI DI SVILUPPO DELLE RETI DI TRASPORTO DEL GAS NATURALE RELATIVI AGLI ANNI 2017 E 2018 E REVISIONE DEL TERMINE PER LA PRESENTAZIONE DEI PIANI RELATIVI AL 2019

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

Nella 1075^a riunione del 30 luglio 2019

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 (CE) 347/2013);
- 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 (di seguito: legge 99/2009);
- 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);
- la legge 29 luglio 2015, n. 115 e s.m.i. (di seguito: legge 115/15);
- la deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 28 giugno 2016, 351/2016/R/GAS (di seguito: deliberazione 351/2016/R/GAS);
- la segnalazione dell'Autorità al Parlamento e al Governo 10 novembre 2016, 648/2016/I/COM (di seguito: segnalazione 648/2016/I/COM);
- la deliberazione dell'Autorità 24 marzo 2017, 189/2017/R/GAS (di seguito: deliberazione 189/2017/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 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 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);
- i Piani decennali di sviluppo delle reti di trasporto del gas naturale (di seguito: Piani decennali, o Piani), relativi agli anni 2017 e 2018 che prevedono, nell’orizzonte di riferimento, sviluppi di infrastrutture di rete, trasmessi dai seguenti gestori del sistema di trasporto: Consorzio della Media Valtellina per il Trasporto del Gas, Energie Rete Gas 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.;
- la bozza del Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima (di seguito: bozza di PNIEC), inviata dal Governo alla Commissione Europea;
- l’opinione dell’ACER n. 14/2016, del 5 dicembre 2016, sulla coerenza dei piani decennali nazionali di sviluppo delle reti di trasporto con il *Ten Year Network Development Plan* (di seguito: *TYNDP*) 2015, elaborato in ambito ENTSOG (di seguito: opinione ACER 14/2016);
- l’opinione dell’ACER n. 11/2018, del 18 ottobre 2018, sulla coerenza dei piani decennali nazionali di sviluppo delle reti di trasporto con lo schema di *TYNDP* 2018 (di seguito: opinione ACER 11/2018);
- l’opinione dell’ACER n. 14/2019, del 27 giugno 2019, sullo schema di *TYNDP* 2018;
- lo schema di *TYNDP* predisposto da *ENTSOG* relativo all’anno 2018.

CONSIDERATO CHE:

- 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 l’attività di trasporto e dispacciamento del gas naturale è attività di interesse pubblico; e che le imprese di trasporto forniscono 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; ciò anche in coerenza con quanto previsto, in termini più generali, dall'articolo 20 del medesimo decreto legislativo, ai sensi del quale i gestori di infrastrutture nel settore del gas si scambiano tra loro informazioni (il cui contenuto minimo è definito dall'Autorità) 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, 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 decennale, 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 6-*bis*, del decreto legislativo 93/11, l'Autorità ha il compito di valutare se il Piano:
 - a) contenga 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 decennale, 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);

- l'Autorità, in forza dei poteri di natura tariffaria di cui alla legge 481/95, è tenuta a valutare l'efficienza del servizio; a tal fine, verifica che la scelta degli investimenti individuati nei Piani sia effettuata sulla base di criteri di economicità ed efficienza in coerenza:
 - a) con le disposizioni di cui all'articolo 1 della legge 481/95 in materia di economicità e redditività dei servizi di pubblica utilità;
 - b) con la disciplina tariffaria dell'attività di trasporto, che prevede i) il riconoscimento in tariffa dei costi relativi agli investimenti "*a condizione che [questi] siano compatibili con l'efficienza e la sicurezza del sistema e realizzati secondo criteri di economicità*" e ii) nei casi in cui, in esito alle valutazioni dei Piani risulti un beneficio per il sistema nazionale del gas inferiore ai costi, il riconoscimento nei limiti dei benefici quantificabili e monetizzabili (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 164/2000; 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.

CONSIDERATO CHE:

- in ragione della complessità e della rilevanza strategica dei Piani, con deliberazione 351/2016/R/GAS l'Autorità ha introdotto specifiche disposizioni per la consultazione pubblica dei Piani, volte a garantire trasparenza e partecipazione al procedimento da parte degli *stakeholder*, anche attraverso sessioni pubbliche di presentazione dei medesimi Piani;
- la deliberazione 351/2016/R/GAS prevede, tra l'altro, che i Piani contengano gli elementi dimensionali, economici e finanziari che permettano di valutare l'economicità e l'efficacia degli interventi, nonché la relativa coerenza con il *TYNDP*; inoltre, la medesima deliberazione dispone che il Piano contenga:

- a) una descrizione delle forme di coordinamento con i gestori esteri e nazionali di reti di trasporto del gas, nonché con altri operatori proprietari di infrastrutture connesse alle reti nazionali di trasporto del gas naturale (articolo 2, comma 1, lettera d); ciò al fine di evitare sovrapposizioni, diseconomiche e disfunzionali, sia su investimenti strategici, sia su investimenti di sviluppo di reti regionali, che costituiscono un raccordo essenziale tra i sistemi di distribuzione locale e la rete di trasporto;
- b) per ciascun intervento, un'analisi dei costi e dei benefici, avendo cura di dettagliarne le modalità di effettuazione e le ipotesi prese a riferimento, anche in relazione all'evoluzione degli scenari di produzione, fornitura, consumo e scambi di gas naturale con altri Paesi (articolo 2, comma 1, lettera f);
- con segnalazione 648/2016/I/COM, l'Autorità ha sottoposto al Parlamento e al Governo l'opportunità di prevedere la frequenza biennale, in luogo di quella vigente annuale, di predisposizione dei Piani di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale dell'energia elettrica e delle reti di trasporto del gas naturale;
 - l'Autorità, in sede di valutazione dei Piani decennali 2014, 2015 e 2016, con deliberazione 689/2017/R/GAS, ha rilevato diversi aspetti critici, in particolare una serie di carenze informative e metodologiche che non consentivano di disporre di elementi sufficienti in merito all'utilità degli interventi per il sistema gas e alle relative condizioni di efficienza ed economicità degli investimenti; ciò sia con riferimento a interventi di rilevanza nazionale che prevedono ingenti investimenti, sia con riferimento a investimenti di rilevanza locale, alcuni dei quali presentavano anche rischi di sovrapposizione e duplicazione;
 - la suddetta deliberazione 689/2017/R/GAS, nell'identificare possibili aree di miglioramento dei Piani sia sotto il profilo redazionale che metodologico, ha evidenziato in particolare la necessità di applicare nei Piani uno strumento, quale una specifica metodologia di Analisi Costi-Benefici (di seguito: ACB), che consenta di valutare gli interventi secondo criteri di economicità e utilità per il sistema;
 - la deliberazione 689/2017/R/GAS ha inoltre avviato un processo di approfondimento con operatori e *stakeholder* in materia di ACB (anche attraverso l'organizzazione di un *workshop* pubblico), con la finalità di definire delle Linee Guida da applicare a livello nazionale per lo sviluppo di una metodologia ACB per la valutazione degli interventi di sviluppo delle reti di trasporto;
 - la medesima deliberazione 689/2017/R/GAS ha per altro introdotto nell'ambito delle proprie premesse l'adozione e implementazione, fin dai Piani 2018 in prima applicazione, di una metodologia di ACB per ciascun intervento di sviluppo incluso nei Piani con un investimento previsto pari almeno a 25 M€ per la rete nazionale e 5 M€ per la rete regionale;
 - con deliberazioni 654/2017/R/EEL e 689/2017/R/GAS, in un'ottica di intersettorialità e complementarietà tra i settori elettrico e gas (cd. *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 Rete Gas S.p.a. 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 di sviluppo della rete di trasporto del gas e per l’ACB degli interventi* rilevanti ai fini delle valutazioni di competenza dell’Autorità (Requisiti minimi);
- con la medesima deliberazione 468/2018/R/GAS, l’Autorità ha per altro previsto l’eventuale applicazione della metodologia di analisi multicriteri nel caso di interventi alternativi, finalizzati a conseguire i medesimi obiettivi ma con modalità differenti tra loro, laddove la sola ACB non sia uno strumento efficace nell’indicare la migliore decisione per la collettività e sia al contempo necessario contemperare le opinioni di una molteplicità di soggetti portatori di interessi;
- nell’identificare i Requisiti minimi, al fine di garantirne un’applicazione uniforme nei Piani dei diversi gestori l’Autorità, ai sensi dell’articolo 8 della deliberazione 468/2018/R/GAS, ha conferito mandato all’impresa maggiore di trasporto, Snam Rete Gas S.p.a., di redigere una proposta di criteri applicativi dell’ACB che individui i criteri di ACB applicabili fin dai Piani 2019 e, a regime, dai Piani 2020; la proposta di Criteri applicativi ACB è stata approvata dall’Autorità con deliberazione 230/2019/R/GAS;
- stante il quadro regolatorio sopra delineato, a decorrere dai Piani 2020 - Piani che ai sensi delle disposizioni di cui alla deliberazione 468/2018/R/GAS saranno trasmessi entro il 31 gennaio 2020, contestualmente al Piano decennale di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale dell’energia elettrica - troveranno piena applicazione sia i Criteri applicativi ACB sia le previsioni in materia di sviluppo di scenari coordinati tra settore elettrico e gas;
- in relazione alle tempistiche di presentazione e ai criteri di valutazione dei Piani 2017 e 2018:
 - a) con deliberazione 189/2017/R/GAS l’Autorità ha differito il termine per la presentazione all’Autorità dei Piani 2017 al 30 novembre 2017 e, con deliberazione 689/2017/R/GAS, ha previsto che tali Piani fossero valutati contestualmente ai Piani 2018;
 - b) con deliberazione 468/2018/R/GAS l’Autorità ha fissato il termine per la presentazione dei Piani 2018 al 30 novembre 2018;
 - c) nella redazione dei Piani 2017 e 2018 trovano applicazione le disposizioni di cui alla deliberazione 351/2016/R/GAS, nonché i requisiti redazionali e metodologici già declinati nelle premesse della deliberazione 689/2017/R/GAS;
- ai sensi della deliberazione 468/2018/R/GAS, i Piani 2019 sono presentati entro il 31 luglio 2019, con una prima applicazione dei Criteri applicativi ACB e considerando i medesimi scenari, elaborati separatamente da ogni gestore di trasporto, considerati nei Piani 2018.

CONSIDERATO CHE:

- le imprese di trasporto Consorzio della Media Valtellina per il Trasporto del Gas, Energie Rete Gas 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. 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 le deliberazioni 689/2017/R/GAS e 468/2018/R/GAS, i Piani relativi agli anni 2017 e 2018;

- con comunicato del 13 febbraio 2018 è stato avviato dall'Autorità il processo di consultazione dei Piani 2017, che si è concluso in data 30 aprile 2018;
- con comunicato del 21 gennaio 2019 è stato avviato dall'Autorità il processo di consultazione dei Piani 2018, che si è concluso in data 29 marzo 2019;
- nel corso del processo di consultazione dei Piani 2018, l'impresa maggiore di trasporto, in data 4 marzo 2019, ha organizzato un *workshop* aperto a tutti i soggetti interessati finalizzato a presentare i principali interventi dei Piani 2018, unitamente alla proposta di Criteri applicativi ACB redatta dall'impresa maggiore di trasporto ai sensi dell'articolo 8 della deliberazione 468/2018/R/GAS;
- le osservazioni presentate da tutti i soggetti interessati, unitamente a un documento di controdeduzioni alle osservazioni elaborato dall'impresa maggiore di trasporto in coordinamento con il gestore di rete competente, sono state rese pubbliche dall'Autorità sul proprio sito *internet*;
- i Piani 2017 sono stati redatti contestualmente alla declinazione, da parte dell'Autorità, delle aree di miglioramento redazionali e metodologiche dei Piani nell'ambito della deliberazione 689/2017/R/GAS e, pertanto, non potevano tenerne conto (cfr. premesse deliberazione 689/2017/R/GAS); tali Piani, nei fatti, contengono tutti gli interventi di investimento poi confluiti nei Piani 2018;
- i Piani 2018 presentano alcuni aspetti redazionali migliorativi rispetto ai Piani 2017, in coerenza con i requisiti declinati nelle premesse della deliberazione 689/2017/R/GAS e, pertanto, la valutazione dei Piani 2017 può essere di fatto assolta dalla valutazione dei Piani 2018, nell'ottica di continuo miglioramento dei documenti di pianificazione.

CONSIDERATO CHE:

- 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;
- le opinioni ACER 14/2016 e 11/2018 contengono 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*);

- dall'esame di coerenza dei Piani nazionali con lo schema di *TYNDP* 2018 è emerso che:
 - a) in relazione alle ipotesi di scenario:
 - i. per il breve termine (anno 2025), ENTSOG fornisce una unica previsione (*Best estimate*) con analisi di sensitività sulla domanda di gas per produzione di energia elettrica (ipotesi di merito economico “*gas before coal*” confrontata con ipotesi “*coal before gas*”); la previsione di domanda per usi finali contenuta nei Piani italiani è sostanzialmente in linea con quella fornita in ambito ENTSOG, mentre la previsione di domanda per produzione di energia elettrica si colloca in un punto intermedio tra le due ipotesi di ENTSOG;
 - ii. per il medio-lungo termine, in ambito ENTSOG sono considerati tre scenari di produzione, fornitura e consumo, di cui uno sostanzialmente allineato a quelli considerati nei Piani italiani (il c.d. *Distributed generation*, con uno sviluppo della domanda leggermente inferiore a quello considerato nei Piani nazionali) e altri due, i c.d. *Global Climate Action* e *Sustainable transition*, che presentano un'evoluzione della domanda di gas rispettivamente inferiore e superiore rispetto a quella considerata nei Piani nazionali;
 - b) gli elementi informativi degli interventi di sviluppo delle reti di trasporto contenuti nei Piani decennali italiani sono sostanzialmente coerenti con quelli forniti in ambito ENTSOG; a tal proposito è opportuno premettere che le informazioni di cui allo schema di *TYNDP* 2018 sono state fornite dalle imprese di trasporto nel periodo marzo-maggio 2018, dunque antecedentemente rispetto alla predisposizione dei Piani 2018; ciò premesso, si evidenzia come nei Piani:
 - i. alcuni interventi di sviluppo della rete (quali, in particolare “Interconnessione TAP” e “Linea Adriatica”, inclusiva del metanodotto Matagiola-Massafra) del Piano 2018 di Snam Rete Gas S.p.a. presentano date previste di entrata in esercizio aggiornate rispetto a quelle riportate nello schema di *TYNDP* 2018, con contenute dilazioni;
 - ii. si riscontrano incongruenze in relazione allo stato di avanzamento di singoli interventi del Piano 2018 di Snam Rete Gas S.p.a., quali in particolare il progetto di “Metanizzazione della Sardegna”, il “Potenziamento dell'impianto di Gorizia” e la “Linea Adriatica”;
 - iii. per l'intervento “Interconnessione TAP”, si riscontra una stima di costo di investimento superiore rispetto a quella indicata nello schema di *TYNDP* 2018.

CONSIDERATO CHE:

- i Piani 2018 prevedono un impegno complessivo di spesa pari a circa 3.700 milioni di euro sull'orizzonte temporale di Piano dal 2018 al 2027; in particolare, i Piani 2018 contengono 7 interventi su rete nazionale e 18 interventi su rete regionale sottoposti ad ACB, corrispondenti a circa l'85% dell'impegno complessivo di spesa;

- alcuni gestori hanno adottato, all'interno dei Piani 2018, alcune delle prescrizioni di cui ai Requisiti minimi, soprattutto relativamente alla determinazione dei benefici per l'ACB degli interventi, nonostante la loro applicazione sia prevista a partire dai Piani 2019; in particolare, i Piani 2018 presentano i seguenti aspetti migliorativi rispetto ai Piani precedenti:
 - a) una più dettagliata descrizione dello stato attuale della rete, nonché del suo livello di utilizzo;
 - b) una più chiara identificazione degli interventi prioritari da sviluppare, con separata indicazione di quelli da realizzare nell'arco dei tre anni successivi alla redazione del Piano, e dei motivi che giustificano la loro necessità ed urgenza;
 - c) una migliore definizione dello stato di un intervento, con distinzione degli interventi che non prevedono attività realizzative nell'orizzonte del Piano decennale;
 - d) un maggiore dettaglio analitico, quanto meno per gli interventi corredati da ACB, dei costi connessi allo sviluppo degli interventi;
- ciononostante, considerato il processo in corso di progressivo miglioramento degli aspetti redazionali e metodologici di Piano, che dovrebbe trovare piena attuazione a partire dal 2020, i Piani ad oggi necessitano, come comprensibile, di ulteriori margini di miglioramento con riferimento a:
 - a) la necessità di fare riferimento a scenari di produzione, fornitura e consumo coordinati tra settore elettrico e gas nell'individuare le infrastrutture da sviluppare nell'orizzonte di Piano;
 - b) l'implementazione dei Criteri applicativi dell'ACB, sviluppati dall'impresa maggiore di trasporto e approvati dall'Autorità con deliberazione 230/2019/R/GAS, allo scopo di garantire l'adozione di criteri uniformi per l'ACB e la stima dei costi;
 - c) la necessità di sottoporre ad ACB tutti gli interventi del Piano ricadenti nelle soglie di applicazione di cui all'articolo 9 dei Requisiti minimi, anche quelli per i quali non sia stata ancora assunta la decisione finale di investimento, o ancora in fase di studio;
 - d) un migliore dettaglio analitico dei costi di tutti gli interventi contenuti nei Piani, non soltanto di quelli sottoposti ad ACB, coerentemente con quanto stabilito dall'articolo 12 dei Requisiti minimi, che prevede l'adozione di una metodologia di costo *standard* per tutti gli interventi contenuti nei Piani;
 - e) una più approfondita valutazione dell'incertezza e dei rischi connessi allo sviluppo degli interventi sottoposti ad ACB, attraverso l'utilizzo di analisi di sensitività, ai sensi dell'articolo 13 dei Requisiti minimi;
- con riferimento ai singoli interventi di Piano:
 - a) per il "Potenziamento per nuove importazioni da sud" (cd. "Linea Adriatica"), incluso nel Piano di Snam Rete Gas S.p.a., sia opportuno che il Piano fornisca maggiori elementi informativi circa la sua relazione con le nuove importazioni che renderebbero necessaria la realizzazione di tale intervento;
 - b) per i seguenti interventi di rete regionale, inclusi nel Piano 2018 di Snam Rete Gas S.p.a. con costo di investimento superiore alla soglia prevista, non è stata

- presentata un'ACB: “Derivazione per Rezzato 2° tratto”, “Metanodotto Cazzano S. Andrea - Clusone”, “Pot. Der. Pinerolo - Villarperosa”, “Metanodotto Vernole - S. Donato di Lecce” e “Pot. Derivazione per Udine Est”;
- c) per l'intervento di sviluppo di rete nazionale “Larino – Biccari”, incluso nel Piano di Società Gasdotti Italia S.p.a. con costo di investimento superiore alla soglia prevista, non è stata presentata un'ACB;
 - d) per l'intervento “Piombino - Isola d'Elba”, incluso nel Piano di Infrastrutture Trasporto Gas S.p.a., non sono state fornite sufficienti informazioni in relazione alle prospettive di penetrazione del gas naturale, anche nell'ottica di sviluppo energetico complessivo dell'isola; inoltre, condizione necessaria, ma non sufficiente, per la sostenibilità del progetto è la realizzazione della rete di distribuzione da parte della stazione appaltante, anch'essa sottoposta ad ACB;
 - e) per i due interventi di rete regionale “Dorsale rete AP Alta Valle Giudicarie (Tn) Tione – Trento Riva del Garda” e “Dorsale rete AP Alta Valle Giudicarie (Tn) Tione – Cles”, inclusi nel Piano di Retragas S.r.l. con costo di investimento superiore alla soglia prevista, non è stata presentata l'ACB in quanto la relativa realizzazione è subordinata alle analisi di fattibilità delle opere e delle possibili soluzioni realizzative ad oggi in discussione con il territorio e con gli organi competenti, o alla realizzazione di altri interventi propedeutici;
- con specifico riferimento agli interventi presentati nel Piano di Energie Rete Gas S.p.a., le ACB non presentano elementi sufficienti a dimostrare l'efficienza e l'utilità per il sistema gas degli interventi, in quanto vengono valorizzati tra i benefici effetti di natura indiretta esogeni al settore energetico; inoltre, non risulta attuato un adeguato coordinamento con i gestori di rete interconnessi, col rischio di una duplicazione, diseconomica e disfunzionale, delle infrastrutture di trasporto e di distribuzione;
 - con riferimento al progetto “Metanizzazione della Sardegna”, presentato congiuntamente da Snam Rete Gas S.p.a. e Società Gasdotti Italia S.p.a., gli elementi informativi e l'ACB presentata non tengono adeguatamente conto delle prospettive di sviluppo energetico complessivo dell'isola;
 - Società Gasdotti Italia S.p.a. ha incluso nel proprio Piano alcuni “investimenti per la transizione energetica”, tra cui uno o più progetti pilota di impianti *power-to-gas*.

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- nell'ambito del procedimento di consultazione dei Piani 2017 e 2018, i soggetti interessati hanno evidenziato, tra l'altro:
 - a) l'auspicio che il processo di coordinamento tra Snam Rete Gas S.p.a. e Terna S.p.a. per lo sviluppo di scenari congiunti venga ultimato e che si possano utilizzare scenari comuni per i Piani dei diversi gestori di rete di trasporto;
 - b) la necessità di esplicitare il dettaglio analitico dei costi di investimento per ciascun intervento e per ciascuna opera componente l'intervento, nonché dei relativi tempi di realizzazione, in linea con quanto già evidenziato dall'Autorità nelle premesse alla deliberazione 689/2017/R/GAS;

- c) l'opportunità che nell'ambito dei Piani siano meglio dettagliati i criteri adottati per l'ACB e le ipotesi di riferimento, in linea con quanto previsto dall'Autorità fin dalla deliberazione 351/2016/R/GAS;
- d) la necessità che siano forniti ulteriori elementi rilevanti ai fini della valutazione dei benefici e dei costi del progetto "Metanizzazione della Sardegna";
- e) criticità relative alla potenziale sovrapposizione tra interventi di sviluppo di rete di trasporto regionale, in particolare proposti dalla società Energie Rete Gas S.p.a., e di rete di distribuzione; al riguardo, le imprese di trasporto hanno rilevato che sarebbe onere dell'impresa di distribuzione interessata, prima di predisporre il piano di sviluppo della propria rete, tenere in considerazione i Piani di sviluppo delle reti di trasporto e non viceversa;
- f) l'opportunità di esplicitare le ulteriori fonti di approvvigionamento da Sud (afferenti al Corridoio Sud) che renderebbero necessaria la realizzazione della "Linea Adriatica";
- g) la necessità di considerare definitivamente superato il progetto "Galsi", che continua a permanere nel Piano di Snam Rete Gas S.p.a;
- in relazione alle osservazioni formulate dai soggetti interessati è opportuno tenere conto che:
 - a) gli scenari coordinati tra settore elettrico e gas, comuni a tutti i gestori, troveranno applicazione a decorrere dai Piani 2020;
 - b) gli scenari coordinati tra elettricità e gas assumono particolare rilevanza ai fini della valutazione dei benefici del progetto "Metanizzazione della Sardegna", considerata l'opportunità di valutare gli sviluppi infrastrutturali, e quelli ad essi funzionali, secondo una logica di sviluppo energetico complessivo della Regione;
 - c) in relazione alle esigenze di coordinamento nello sviluppo delle reti di trasporto, con particolare riferimento alle criticità emerse rispetto agli interventi proposti dalla società Energie Rete Gas S.p.a., come visto sopra, fin dalla deliberazione 351/2016/R/GAS l'Autorità ha evidenziato come lo sviluppo di reti di trasporto non può prescindere da uno stretto coordinamento tra gestori di rete di trasporto e altri gestori interconnessi (tra cui rientrano evidentemente anche i gestori di reti di distribuzione), ponendo in capo alle imprese di trasporto lo specifico obbligo di attuare adeguate forme di coordinamento con tali altri gestori, da rendere pubbliche nel piano; una carenza di coordinamento in tal senso era stata valutata dall'Autorità anche con deliberazione 689/2017/R/GAS e proprio anche con riferimento agli interventi proposti dalla società Energie Rete Gas S.p.a. (oggetto del Piano 2016);
 - d) rispetto alla suddetta previsione generale (contenuta nella deliberazione 351/2016/R/GAS), e alla specifica valutazione compiuta (cfr. deliberazione 689/2017/R/GAS) sugli interventi inclusi nei precedenti Piani presentati dall'impresa di trasporto regionale Energie Rete Gas S.p.a., non risulta, tuttavia, che essa si sia conformata alle suddette indicazioni nella predisposizione dei Piani 2017 e 2018; al riguardo è appena il caso di evidenziare che la previsione di un obbligo di coordinamento, per quanto formulato in termini ampi,

- costituisce un adempimento cogente per l'impresa di trasporto alla quale è assegnata ampia discrezionalità, e connessa responsabilità, di individuare, con la dovuta diligenza richiesta a un operatore professionale, le forme più efficienti per conseguire l'obiettivo del coordinamento medesimo (ossia evitare duplicazioni e sovrapposizioni diseconomiche e disfunzionali);
- e) pertanto, la scelta delle singole modalità con cui il predetto coordinamento deve avvenire non può che competere all'impresa di trasporto che deve assumere iniziative presso gli altri gestori di rete interessati; e che non può ragionevolmente limitarsi ad assumere (come fatto invece nella risposta alle osservazioni pervenute al Piano) che, proprio nell'ottica di evitare sviluppi di rete non integrati, soprattutto in aree di nuova metanizzazione, la realizzazione della rete di trasporto venga prima di quella della rete di distribuzione; a quest'ultimo riguardo, è bene anche chiarire che, a fronte dell'iniziativa di coordinamento attuata dall'impresa di trasporto competente, sussiste, per gli altri gestori interessati, un preciso dovere di collaborazione, ricavabile dal già citato articolo 20 del decreto legislativo 164/00;
 - f) nel Piano di Snam Rete Gas S.p.a. il progetto "Galsi", il cui stato risulta in attesa di decisione finale d'investimento, figura tra i progetti che potrebbero richiedere un'interconnessione alla rete di trasporto (con Punto di entrata in Sardegna, a Porto Botte); tuttavia, dal Piano non risultano opere funzionali a tale interconnessione;
- le osservazioni pervenute all'Autorità in esito ai procedimenti di consultazione convergono in più di un caso nell'evidenziare l'opportunità che alcuni interventi di sviluppo siano valutati in considerazione di maggiori informazioni e più approfondite analisi, nonché sulla base di scenari coordinati tra settore gas ed elettrico.

RITENUTO CHE:

- i Piani 2017 e 2018 presentano maggiori elementi informativi rispetto alle precedenti edizioni e, in alcuni casi, più solide analisi di utilità degli interventi per il settore gas che potranno essere ulteriormente affinate e completate in applicazione dei Requisiti minimi e dei Criteri applicativi;
- con riferimento agli interventi di seguito riportati, la parzialità degli elementi informativi o la mancata presentazione di ACB nei Piani 2017 e 2018 non consentono al momento di disporre di elementi sufficienti per esprimere una valutazione approfondita, e pertanto sia opportuno che la loro valutazione prosegua nell'ambito della valutazione sui Piani 2019 e 2020:
 - a) gli interventi "Potenziamento per nuove importazioni da sud", "Derivazione per Rezzato 2° tratto", "Metanodotto Cazzano S. Andrea - Clusone", "Pot. Der. Pinerolo - Villarperosa", "Metanodotto Vernole - S. Donato di Lecce" e "Pot. Derivazione per Udine Est" inclusi nel Piano di Snam Rete Gas S.p.a.;
 - b) l'intervento "Larino – Biccari" incluso nel Piano di Società Gasdotti Italia S.p.a.;

- c) l'intervento "Piombino - Isola d'Elba" incluso nel Piano di Infrastrutture Trasporto Gas S.p.a.;
- d) gli interventi "Dorsale rete AP Alta Valle Giudicarie (Tn) Tione – Trento Riva del Garda" e "Dorsale rete AP Alta Valle Giudicarie (Tn) Tione -Cles" inclusi nel Piano di Retragas S.r.l.;
- non sussistano le condizioni per esprimere una valutazione positiva degli interventi di sviluppo di cui ai Piani 2017 e 2018 presentati da Energie Rete Gas S.p.a. per le ragioni sopra espresse in relazione alle ACB condotte e tenuto conto dell'assenza, allo stato attuale, di adeguato coordinamento con i gestori di rete, anche di distribuzione, interconnessi;
- con riferimento al progetto Galsi, sia opportuno che nell'ambito dei Piani di Snam Rete Gas S.p.a. 2019 e 2020 venga chiarito se tale progetto sia da escludere definitivamente dagli investimenti previsti nell'orizzonte di Piano, ovvero se vada incluso, insieme con lo sviluppo delle necessarie interconnessioni e delle opere funzionali alla sua operatività, in modo da poter consentire una sua valutazione;
- non sia opportuno inserire nei Piani "investimenti per la transizione energetica", quali ad esempio progetti pilota di impianti *power-to-gas*, rimandando la valutazione delle iniziative per utilizzi innovativi delle reti gas nell'ambito del procedimento in corso per lo sviluppo di specifici progetti pilota (cfr. DCO 420/2018), nonché di futuri specifici provvedimenti che, anche in attuazione di quanto previsto dal Quadro Strategico 2019-2021 dell'Autorità, saranno finalizzati a fornire ai soggetti regolati i dovuti segnali per lo sviluppo di soluzioni innovative, attraverso sperimentazioni in campo e di scala adeguata.

RITENUTO, INOLTRE, CHE:

- con riferimento al progetto "Metanizzazione della Sardegna", data la rilevanza strategica e la dimensione dell'investimento, sia opportuno posporre la valutazione dell'Autorità, richiedendo ai proponenti di predisporre e pubblicare un'ACB nel rispetto dei Requisiti minimi e dei Criteri applicativi di cui alla deliberazione 468/2018/R/GAS, elaborata sulla base di scenari coordinati tra settore elettrico e gas, che tengano in dovuto conto le prospettive di sviluppo energetico complessivo dell'isola nel quadro delle politiche del Governo come indicate dalla bozza di PNIEC;
- sia opportuno, nell'ambito delle valutazioni di competenza dell'Autorità e con l'obiettivo di fornire un quadro di informazioni e analisi utili anche ai fini delle valutazioni e decisioni di competenza di Parlamento e Governo, promuovere l'avvio di uno studio indipendente finalizzato ad una più ampia valutazione, in logica ACB, delle opzioni disponibili in relazione allo sviluppo infrastrutturale del sistema energetico della regione Sardegna, che tenga conto dei diversi progetti infrastrutturali (avviati o previsti) nell'isola e delle loro eventuali interdipendenze, in particolare con riferimento, oltre al progetto di dorsale di cui al precedente punto, almeno a:

- a) gli sviluppi della rete di distribuzione finalizzati a metanizzare aree attualmente non servite, e la cui realizzazione è funzionale al soddisfacimento della domanda finale di gas;
- b) i terminali di *Small Scale Lng*, nonché i depositi costieri, anche in relazione al loro possibile utilizzo al fine di alimentare le reti di trasporto e/o distribuzione del gas sull'isola;
- c) l'eventuale intervento di interconnessione alla rete di trasporto (con Punto di entrata in Sardegna, a Porto Botte), nonché le opere ad esso funzionali, qualora il progetto Galsi, che nei Piani 2017 e 2018 di Snam Rete Gas S.p.a. risulta in attesa di decisione finale d'investimento, dovesse essere ancora ritenuto una opzione infrastrutturale effettivamente percorribile;
- d) per il settore elettrico, il Triterminale "HVDC Continente-Sicilia-Sardegna" la cui realizzazione è prevista dal Piano di Sviluppo 2019 di Terna S.p.a., attualmente in consultazione, e gli ulteriori progetti infrastrutturali che interessano l'isola, pianificati o in corso;
- lo studio di cui al precedente punto debba essere sviluppato considerando:
 - a) gli scenari congiunti che sono in corso di predisposizione da parte di Terna S.p.a. e Snam Rete Gas S.p.a. ai fini dei Piani 2020;
 - b) la coerenza con gli obiettivi fissati dalla bozza di PNIEC e le prospettive di evoluzione connesse, incluso in particolare il prospettato percorso di *phase-out* del carbone per la produzione di energia elettrica;
 - c) soluzioni che consentano di massimizzare i benefici derivanti dall'utilizzo delle infrastrutture esistenti, senza comunque compromettere il perseguimento degli obiettivi nazionali e comunitari di decarbonizzazione;
- sia opportuno, per lo studio di cui ai punti precedenti, avvalersi di una collaborazione ai sensi dell'articolo 27, comma 1, della legge 99/2009, con la società RSE - Ricerca sul Sistema Energetico S.p.a., in quanto società controllata da GSE S.p.a, dotata di specifiche competenze nell'ambito della definizione di scenari e valutazione di interventi di sviluppo infrastrutturale nei settori energetici, oltre che in materia di ricerca e innovazione.

RITENUTO, INFINE, CHE:

- l'efficacia e l'efficienza degli interventi per i quali il presente provvedimento prevede che la valutazione prosegua nell'ambito della valutazione dei Piani 2019 e 2020 potranno essere compiutamente esaminate soltanto considerando ulteriori elementi informativi e i criteri metodologici di elaborazione dell'ACB previsti dai Requisiti minimi, nonché gli scenari evolutivi di domanda e offerta di gas elaborati in modo coordinato tra settore elettrico e settore gas, in un'ottica di sviluppo energetico efficiente complessivo;
- sia opportuno evitare una duplicazione del lavoro di predisposizione dei documenti di pianificazione e, al contempo, garantire ai gestori dei sistemi di trasporto del gas naturale un congruo intervallo di tempo per la predisposizione di Piani coerenti con i Requisiti minimi e che diano piena attuazione ai Criteri applicativi dell'ACB;

nonché che l'elaborazione dei Piani avvenga utilizzando scenari congiunti di produzione, fornitura e consumo di energia elettrica e gas, che verranno definiti da Snam Rete Gas S.p.a. e Terna S.p.a. a partire dai Piani 2020;

- in tale prospettiva, al fine di garantire efficienza dell'azione amministrativa e la piena efficacia delle sopra richiamate disposizioni in materia di Requisiti minimi dei Piani e Criteri applicativi dell'ACB, si ritiene opportuno rivedere la data di presentazione dei Piani relativi all'anno 2019 prevista per il 31 luglio 2019 (cfr. comma 8.5 della deliberazione 468/2018/R/GAS) fissandola al 31 dicembre 2019

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 2017 e 2018 nei termini di cui al presente provvedimento e in particolare delle relative premesse;
2. di esprimere una valutazione negativa sugli interventi di sviluppo di cui ai Piani presentati da Energie Rete Gas S.p.a. per le ragioni e nei termini di cui in premessa;
3. di proseguire la valutazione dei seguenti interventi nell'ambito della valutazione sui Piani 2019 e 2020 redatti in coerenza con i Requisiti minimi di cui alla deliberazione 468/2018/R/GAS:
 - a. interventi "Potenziamento per nuove importazioni da sud", "Derivazione per Rezzato 2° tratto", "Metanodotto Cazzano S. Andrea - Clusone", "Pot. Der. Pinerolo - Villarperosa", "Metanodotto Vernole - S. Donato di Lecce" e "Pot. Derivazione per Udine Est" inclusi nel Piano di Snam Rete Gas S.p.a.;
 - b. intervento "Larino – Biccari" incluso nel Piano di Società Gasdotti Italia S.p.a.;
 - c. intervento "Piombino - Isola d'Elba" incluso nel Piano di Infrastrutture Trasporto Gas S.p.a.;
 - d. interventi "Dorsale rete AP Alta Valle Giudicarie (Tn) Tione – Trento Riva del Garda" e "Dorsale rete AP Alta Valle Giudicarie (Tn) Tione -Cles" inclusi nel Piano di Retragas S.r.l.;
4. con riferimento al progetto "Galsi", di richiedere a Snam Rete Gas S.p.a. di chiarire nell'ambito dei Piani 2019 e 2020 se tale progetto sia da escludere definitivamente dagli investimenti previsti nell'orizzonte di Piano, ovvero se vada incluso, insieme con lo sviluppo delle necessarie interconnessioni e delle opere funzionali alla sua operatività, in modo da poter procedere a una sua valutazione;
5. con riferimento al progetto "Metanizzazione della Sardegna", proposto nei Piani di Snam Rete Gas S.p.a. e Società Gasdotti Italia S.p.a., data la rilevanza strategica e la dimensione dell'investimento, di rimandare la valutazione in esito alla predisposizione e pubblicazione da parte dei proponenti di un'ACB coerente con i Requisiti minimi di cui alla deliberazione 468/2018/R/GAS e con i Criteri applicativi

- ed elaborata secondo scenari coordinati tra settore elettrico e gas, che tengano in dovuto conto le prospettive di sviluppo energetico complessivo dell'isola;
6. di richiedere a Snam Rete Gas S.p.a. e Società Gasdotti Italia S.p.a., anche per mezzo della neocostituita società che ha la titolarità del progetto “Metanizzazione della Sardegna”, di presentare congiuntamente all'ACB di cui al punto 5 uno specifico documento pubblicabile che, con riferimento a tale progetto, descriva in dettaglio gli scenari energetici di riferimento, le ipotesi considerate per il calcolo dei benefici e dei costi e i relativi risultati;
 7. 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 della regione Sardegna, che tenga conto dei diversi progetti infrastrutturali (avviati o previsti) dell'isola e delle loro eventuali interdipendenze;
 8. di dare mandato al Direttore della Direzione Infrastrutture Energia e Unbundling affinché, con il supporto della Direzione Affari Generali e Risorse, avvii una collaborazione con la società RSE – Ricerca sul Sistema Energetico S.p.a. nell'ambito di quanto previsto dall'articolo 27, comma 1, della legge 99/2009;
 9. di modificare il termine per la presentazione dei Piani decennali di sviluppo delle reti di trasporto del gas relativi al 2019 di cui all'articolo 8, comma 5 della deliberazione 468/2018/R/GAS, fissandolo al 31 dicembre 2019;
 10. di trasmettere il presente provvedimento al Ministro dello Sviluppo Economico;
 11. 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.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.;
 12. di pubblicare il presente provvedimento sul sito internet dell'Autorità www.arera.it.

30 luglio 2019

IL PRESIDENTE
Stefano Besseghini