

DELIBERAZIONE 27 DICEMBRE 2019
570/2019/R/GAS

REGOLAZIONE TARIFFARIA DEI SERVIZI DI DISTRIBUZIONE E MISURA DEL GAS PER IL PERIODO 2020-2025

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

Nella 1094^a riunione del 27 dicembre 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 (di seguito direttiva 2009/73/CE);
- il regio decreto 15 ottobre 1925, n. 2578;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481, come successivamente modificata e integrata (di seguito: legge 481/95);
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, come successivamente modificato e integrato (di seguito: decreto legislativo 164/00);
- il decreto del Presidente della Repubblica 9 maggio 2001, n. 244;
- la legge 27 ottobre 2003, n. 290, come successivamente modificata e integrata;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239, come successivamente modificata e integrata;
- il decreto-legge 1 ottobre 2007, n. 159, convertito in legge, con modificazioni, dalla legge 29 novembre 2007, n. 222;
- la legge 23 luglio 2009, n. 99, come successivamente modificata e integrata;
- il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, come successivamente modificato e integrato;
- la legge 4 agosto 2017, n. 124;
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro per i Rapporti con le Regioni e la Coesione Territoriale, 19 gennaio 2011, recante “Determinazione degli ambiti territoriali nel settore della distribuzione del gas naturale”;
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro per i Rapporti con le Regioni e la Coesione Territoriale, 18 ottobre 2011, recante “Determinazione dei Comuni appartenenti a ciascun ambito territoriale del settore della distribuzione del gas naturale”;
- il decreto ministeriale 12 novembre 2011, n. 226, recante “Regolamento per i criteri di gara e per la valutazione dell'offerta per l'affidamento del servizio della distribuzione del gas naturale, in attuazione dell'articolo 46-bis del decreto-legge

- 1 ottobre 2007, n. 159, convertito in legge, con modificazioni, dalla legge 29 novembre 2007, n. 222”, come modificato con il decreto ministeriale 20 maggio 2015, n. 206 (di seguito: decreto 226/11);
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 5 febbraio 2013, di approvazione del contratto di servizio tipo per lo svolgimento dell’attività di distribuzione del gas naturale, ai sensi dell’articolo 14 del decreto legislativo 164/00;
 - il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 22 maggio 2014, di approvazione del documento “Linee Guida su criteri e modalità applicative per la valutazione del valore di rimborso degli impianti di distribuzione del gas naturale” del 7 aprile 2014;
 - il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 21 aprile 2017, n. 93 (di seguito: decreto 93/17);
 - la deliberazione dell’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 28 dicembre 2000, n. 237/00 (di seguito: deliberazione 237/00);
 - la deliberazione dell’Autorità 6 novembre 2008, ARG/gas 159/08 (di seguito: deliberazione ARG/gas 159/08);
 - la Parte II del Testo Unico delle disposizioni della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione (TUDG) 2009-2012, recante “Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 (RTDG)”, approvata con la deliberazione ARG/gas 159/08, come successivamente modificata e integrata;
 - la deliberazione dell’Autorità 11 ottobre 2012, 407/2012/R/GAS;
 - la deliberazione dell’Autorità 13 dicembre 2012, 532/2012/R/GAS;
 - la deliberazione dell’Autorità 30 maggio 2013, 230/2013/R/GAS;
 - la deliberazione dell’Autorità 12 dicembre 2013, 573/2013/R/GAS (di seguito: deliberazione 573/2013/R/GAS);
 - deliberazione 24 luglio 2014, 367/2014/R/GAS (di seguito: deliberazione 367/2014/R/GAS);
 - la Parte II TUDG 2014-2019, recante “Regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019 (RTDG 2014-2019)”, in vigore dal 2017, approvata con la deliberazione 775/2016/R/GAS, come successivamente modificata e integrata (di seguito: RTDG 2014-2019);
 - la deliberazione dell’Autorità 2 dicembre 2015, 583/2015/R/COM e il relativo Allegato A, recante i Criteri per la determinazione e l’aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas per il periodo 2016-2012 (TIWACC);
 - l’Allegato A alla deliberazione 24 marzo 2016, 137/2016/R/COM, come successivamente modificato e integrato (di seguito: TIUC);
 - la deliberazione 1 dicembre 2016, 704/2016/R/GAS (di seguito: deliberazione 704/2016/R/GAS);

- la deliberazione dell’Autorità 27 dicembre 2017, 905/2017/R/GAS, il suo l’Allegato A recante il Testo integrato delle disposizioni dell’Autorità in materia di determinazione e verifica del valore di rimborso delle reti di distribuzione del gas naturale e il suo Allegato B, recante il Testo integrato delle disposizioni dell’Autorità in materia di bandi di gara per il servizio di distribuzione del gas naturale ai fini delle gare d’ambito ai fini delle gare d’ambito;
- la deliberazione dell’Autorità 23 ottobre 2018, 529/2018/R/GAS (di seguito: deliberazione 529/2018/R/GAS);
- la deliberazione dell’Autorità 6 dicembre 2018, 639/2018/R/COM, di aggiornamento del TIWACC per il triennio 2019-2021;
- la deliberazione dell’Autorità 18 giugno 2019, 242/2019/A, di approvazione del Quadro strategico 2019-2021;
- il documento per la consultazione dell’Autorità 28 aprile 2016, 205/2016/R/GAS (di seguito: documento per la consultazione 205/2016/R/GAS);
- il documento per la consultazione dell’Autorità 16 novembre 2017, 759/2017/R/GAS (di seguito: documento per la consultazione 759/2017/R/GAS);
- il documento per la consultazione dell’Autorità 7 maggio 2019, 170/2019/R/GAS (di seguito: documento per la consultazione 170/2019/R/GAS);
- il documento per la consultazione dell’Autorità 30 luglio 2019, 338/2019/R/GAS (di seguito: documento per la consultazione 338/2019/R/GAS);
- il documento per la consultazione dell’Autorità 15 ottobre 2019, 410/2019/R/GAS (di seguito: documento per la consultazione 410/2019/R/GAS);
- il documento per la consultazione dell’Autorità 26 novembre 2019, 487/2019/R/GAS (di seguito: documento per la consultazione 487/2019/R/GAS);
- la determinazione del Direttore della Direzione Infrastrutture dell’Autorità 30 gennaio 2015, 3/2015;
- la determinazione del Direttore della Direzione Infrastrutture dell’Autorità 5 febbraio 2016, 4/2016;
- la determinazione del Direttore della Direzione Infrastrutture dell’Autorità 1 agosto 2016, 19/2016;
- la determinazione del Direttore della Direzione Infrastrutture dell’Autorità 13 ottobre 2016, 21/2016;
- la determinazione del Direttore della Direzione Infrastrutture dell’Autorità 8 giugno 2018, 6/2018;
- la determinazione del Direttore della Direzione Infrastrutture dell’Autorità 7 agosto 2018, 12/2018.

CONSIDERATO CHE:

- con la deliberazione 529/2018/R/GAS l’Autorità ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il quinto periodo di regolazione, che si avvia successivamente al 31 dicembre 2019;

- nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione 529/2018/R/GAS, con il documento per la consultazione 170/2019/R/GAS sono state illustrate le linee di intervento per la regolazione di tariffe e qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas nel quinto periodo di regolazione;
- nell'ambito del medesimo procedimento, con il documento per la consultazione 338/2019/R/GAS sono stati illustrati gli orientamenti per la durata del periodo di regolazione e per la regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas nel quinto periodo di regolazione;
- nel documento per la consultazione 410/2019/R/GAS, tenuto conto delle osservazioni emerse nella precedente fase di consultazione, sono stati illustrati gli orientamenti in relazione ai criteri di regolazione tariffaria che troveranno applicazione a partire del 2020, fondati sui seguenti obiettivi generali già individuati in avvio di procedimento nella deliberazione 529/2018/R/GAS:
 - a) promuovere adeguatezza, efficienza e sicurezza delle infrastrutture, nel rispetto delle esigenze di efficienza allocativa e tenuto conto degli obiettivi fissati a livello europeo e nazionale in relazione alla decarbonizzazione dell'energia, prevedendo che il riconoscimento dei nuovi investimenti, in particolare nelle aree di nuova metanizzazione sia subordinato allo svolgimento di adeguate analisi costi-benefici ovvero al rispetto delle condizioni minime di sviluppo ritenute ragionevoli dall'Autorità nell'ambito delle valutazioni dei bandi di gara;
 - b) favorire l'efficienza produttiva nella fornitura del servizio, prevedendo in particolare che sia perseguito il processo di graduale assorbimento della differenziazione nei costi riconosciuti per classi di imprese;
 - c) favorire la diffusione dei gas rinnovabili e di nuove tecnologie che apportino esternalità positive al sistema specialmente da un punto di vista ambientale, anche tramite specifici strumenti di promozione;
 - d) assicurare l'assenza di vincoli regolatori rispetto all'eventuale sviluppo di soluzioni convergenti tra i settori gas ed elettrico, anche nella prospettiva di utilizzo dell'infrastruttura gas a sostegno dello sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore elettrico;
 - e) favorire l'efficienza e l'efficacia del servizio di misura;
 - f) promuovere la concorrenza anche in relazione allo svolgimento delle gare per l'affidamento del servizio;
 - g) favorire la semplificazione dei meccanismi di regolazione, anche nella prospettiva di facilitarne l'*enforcement*;
- sempre nell'ambito del medesimo procedimento avviato con la deliberazione 529/2018/R/GAS, nel documento per la consultazione 487/2019/R/GAS sono stati presentati orientamenti in merito all'aggiornamento degli obblighi di messa in servizio degli *smart meter* per l'utenza diffusa nel settore del gas naturale, all'aumento delle frequenze di raccolta della misura, al miglioramento della performance e allo sviluppo della regolazione tariffaria e a possibili strumenti di supporto all'innovazione delle funzionalità degli *smart meter*;

- nell'ambito del medesimo procedimento avviato con la deliberazione 529/2018/R/GAS, con separato documento per la consultazione la cui pubblicazione è prevista nel mese di gennaio, saranno affrontate le tematiche relative all'introduzione di strumenti di supporto all'innovazione nelle reti;
- in relazione alle prospettive di sviluppo delle immissioni nelle reti del gas naturale di biometano, di idrogeno o di altri gas rinnovabili o come gas aggiuntivi che non consentono il rispetto delle specifiche previste per il gas naturale o come gas sostitutivi del gas naturale, nel seguito della presente deliberazione e del relativo Allegato A, con il riferimento a gas naturale si comprendono anche i gas aggiuntivi o i gas sostitutivi immessi nelle reti di distribuzione del gas naturale;
- sempre con riferimento alla presente deliberazione e al relativo Allegato A i gas, aggiuntivi o sostitutivi del gas naturale di cui al punto precedente, non rientrano invece nella definizione di gas diversi dal naturale, che si riferisce invece ai gas di fonte fossile diversi dal gas naturale o loro sostituti di fonte rinnovabile.

CONSIDERATO CHE:

- con riferimento alla decorrenza e alla durata del periodo regolatorio nel documento per la consultazione 410/2019/R/GAS l'Autorità ha prefigurato:
 - di confermare l'avvio del quinto periodo di regolazione nel 2020, in relazione all'esigenza di dare stabilità e certezza al quadro regolatorio;
 - di prevedere che il periodo regolatorio abbia durata di sei anni e sia suddiviso in due semi-periodi della durata di tre anni ciascuno;
- con riferimento alle tematiche relative al riconoscimento dei costi operativi, nel documento per la consultazione 410/2019/R/GAS l'Autorità ha prefigurato:
 - in relazione alla fissazione dei livelli iniziali dei costi operativi per il 2020:
 - di prevedere che il livello iniziale dei costi riconosciuti per ciascuna attività e funzione (gestione infrastrutture di rete di distribuzione; installazione e manutenzione dei misuratori; raccolta, validazione e registrazione delle misure; commercializzazione dei servizi di distribuzione e misura) sia fissato:
 - applicando una simmetrica ripartizione tra clienti finali e imprese delle maggiori efficienze conseguite nel quarto periodo di regolazione, nel caso in cui i costi effettivi siano inferiori ai costi riconosciuti nell'anno di riferimento;
 - sulla base del costo riconosciuto, nel caso in cui i costi effettivi siano superiori ai costi riconosciuti nell'anno di riferimento, in coerenza con l'approccio utilizzato per gli altri servizi regolati del settore del gas;
 - per le imprese di più piccola dimensione, in deroga a quanto indicato nel precedente alinea, in funzione del livello del costo effettivo del 2018; ciò al fine di rafforzare la concorrenza per il mercato in vista delle gare per l'affidamento delle concessioni del servizio di distribuzione per ambito;

- riportando al 2020 i costi riferiti al 2018, applicando coefficienti annuali di aggiornamento che riflettono i tassi di inflazione rilevanti ai fini dell'applicazione del meccanismo del *price-cap* e i tassi di recupero di produttività rispettivamente del quarto e del quinto periodo di regolazione;
- di individuare il 2018 quale anno di riferimento per la determinazione del costo effettivo, in coerenza con le scelte adottate anche per la regolazione tariffaria degli altri servizi infrastrutturali, essendo il 2018 l'anno più prossimo all'inizio del nuovo periodo di regolazione per il quale risultino disponibili i dati dei rendiconti annuali separati;
- di determinare il costo effettivo sostenuto nel 2018 per ciascuna attività e funzione, sulla base dei dati riportati nei rendiconti annuali separati – resi disponibili dalle imprese distributrici all'Autorità – che riflettano costi di natura ricorrente, escludendo i costi la cui copertura è già implicitamente garantita nei meccanismi di regolazione (ad esempio tramite la remunerazione del rischio) o in relazione ai quali il riconoscimento non risulta compatibile con un'attività svolta in regime di monopolio, applicando una percentuale di decurtazione a forfait;
- di effettuare in ogni caso analisi anche in relazione ai costi effettivi di anni precedenti al 2018, al fine di individuare eventuali fenomeni di *cost padding*;
- in relazione alla fissazione dei tassi di recupero di produttività per il quinto periodo di regolazione (*x-factor*) da applicare alle gestioni comunali:
 - con riferimento al *servizio di distribuzione - gestione delle infrastrutture di rete*, anche in relazione all'esigenza di promuovere la concorrenza per il mercato, che l'*x-factor* sia differenziato in base alla dimensione delle imprese e che lo stesso *x-factor* sia calcolato:
 - per le imprese di grandi dimensioni, con l'obiettivo di trasferire ai clienti finali i recuperi di produttività conseguiti nel quarto periodo regolatorio nell'ambito del quinto periodo di regolazione;
 - per le imprese di medie dimensioni, con l'obiettivo di dimezzare, al termine del quinto periodo regolatorio, il *gap* oggi esistente nei riconoscimenti unitari tra imprese grandi e imprese medie;
 - per le imprese di piccole dimensioni, con l'obiettivo di dimezzare, al termine del quinto periodo regolatorio, il *gap* oggi esistente nei riconoscimenti unitari tra imprese medie e imprese piccole;
 - con riferimento al *servizio di commercializzazione della distribuzione e della misura*, di prevedere che l'*X-factor* sia fissato con l'obiettivo di estrarre completamente gli eventuali recuperi di produttività conseguiti nel quarto periodo regolatorio;
 - con riferimento al *servizio di misura – installazione e manutenzione dei misuratori*, che le scelte relative alla fissazione dell'*x-factor* siano effettuate successivamente all'elaborazione dei dati di costo relativi al

- 2018 e tengano conto delle dinamiche di sviluppo di tali costi nella prospettiva del *roll out* degli *smart meter*;
- con riferimento al *servizio di misura – raccolta, validazione e registrazione dei dati*, che l'*X-factor* sia fissato con l'obiettivo di estrarre completamente gli eventuali recuperi di produttività conseguiti nel quarto periodo regolatorio;
 - di confermare l'approccio già adottato nei precedenti periodi di regolazione che prevede l'applicazione di un *x-factor* costante all'interno del periodo di regolazione, in coerenza con le prassi internazionali di applicazione del meccanismo del *price cap*;
- in relazione al riconoscimento di costi operativi relativi alle gestioni d'ambito:
- di confermare i criteri previsti per il quarto periodo regolatorio e, in particolare:
 - di confermare la disposizione secondo cui la decorrenza dei riconoscimenti tariffari per le gestioni d'ambito è la data di affidamento come risulta dal contratto di servizio stipulato dalla stazione appaltante e dal gestore entrante e di prevedere che, qualora la data di decorrenza dell'affidamento non coincida con la data dell'1 gennaio dell'anno di riferimento, i corrispettivi riconosciuti si applicano con il criterio del *pro-die*;
 - di confermare le componenti della tariffa di riferimento, e le relative modalità di determinazione, come individuate dall'articolo 28, comma 28.1, lettere f) e g), della RTDG 2014-2019, rispettivamente a copertura degli oneri connessi alla corresponsione alla stazione appaltante del contributo *una tantum* di cui all'articolo 8, comma 1, del decreto 226/11 e a copertura degli oneri connessi alla corresponsione alla stazione appaltante del corrispettivo annuale di cui all'articolo 8, comma 2, del medesimo decreto 226/11;
 - in relazione alla gestione delle infrastrutture di rete di distribuzione, di confermare l'applicazione della componente tariffaria già prevista dall'articolo 28, comma 28.1, lettera e), della RTDG 2014-2019, differenziata in base alla densità relativa al perimetro servito in gestione d'ambito nell'anno *t-1*, come individuato sulla base della configurazione comunicata in sede di raccolta dati e alla dimensione dell'ambito di concessione, distinguendo a questo fine gli ambiti che servono oltre 300.000 punti di riconsegna dagli ambiti che servono fino a 300.000 punti di riconsegna;
 - di prevedere che la componente tariffaria di cui al precedente punto:
 - nel primo anno di gestione sia fissata pari, per gli ambiti che servono oltre 300.000 punti di riconsegna, al livello dei corrispettivi unitari previsti per le imprese di grande dimensione in relazione alle gestioni comunali o sovracomunali, mentre per gli ambiti che servono fino a 300.000 punti di riconsegna, alla media dei corrispettivi unitari

- previsti per le imprese di grande e media dimensione in relazione alle gestioni comunali o sovracomunali;
- sia aggiornata per il secondo e terzo anno di gestione per ambito applicando un *X-factor* pari a 0%;
 - nel secondo triennio di gestione del servizio per ambito sia determinata secondo i seguenti criteri:
 - per gli ambiti che servano oltre 300.000 punti di riconsegna, a partire dal quarto anno della gestione per ambito si assumano i valori unitari dei corrispettivi previsti per le gestioni comunali e sovracomunali, fissati per la classe di densità corrispondente, per le imprese di dimensione grande e che tali valori unitari siano aggiornati annualmente sulla base dell'*X-factor* previsto per le imprese di grandi dimensioni;
 - per gli ambiti che servano fino a 300.000 punti di riconsegna, in ottica di gradualità sia determinata sulla base di medie ponderate dei corrispettivi previsti per le gestioni comunali o sovracomunali per le imprese di media e grande dimensione, con pesi decrescenti negli anni per i corrispettivi relativi alle imprese di media dimensione;
 - con riferimento al riconoscimento di costi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali e da mutamenti del quadro normativo:
 - in coerenza con le indicazioni della legge 481/95, di prevedere l'applicazione, in sede di aggiornamento annuale delle tariffe, di uno specifico tasso di variazione collegato a modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali e da mutamenti del quadro normativo;
 - di prevedere che l'attivazione di tale tasso di variazione richieda in ogni caso lo svolgimento di analisi che consenta una puntuale valutazione degli effetti a livello di settore e non di singole imprese distributrici;
 - nell'ambito della consultazione, con riferimento alle tematiche relative al riconoscimento dei costi operativi:
 - in relazione alla fissazione dei livelli dei costi iniziali;
 - alcuni soggetti hanno condiviso le ipotesi prospettate dall'Autorità, mentre altri soggetti hanno indicato la preferenza per calcolare il costo effettivo non con riferimento a un singolo anno, ma con riferimento a un periodo pluriennale di due o quattro anni; altri soggetti hanno indicato l'esigenza di dare un diverso peso ai costi effettivi (40%) e ai costi riconosciuti (60%);
 - in relazione alla fissazione dei tassi di recupero di produttività:
 - alcuni soggetti hanno richiesto l'applicazione di maggiore gradualità nel trasferimento dei recuperi di efficienza conseguiti nel quarto periodo di regolazione ai clienti finali;
 - un soggetto ha suggerito l'applicazione di un *x-factor* decrescente all'interno del quinto periodo di regolazione;

- un soggetto ha segnalato l'esigenza di prevedere un orizzonte temporale più lungo per la convergenza con i costi operativi delle imprese di maggiore dimensione e un soggetto ha segnalato che le imprese di piccole dimensioni hanno minori margini per l'efficientamento;
- alcuni soggetti hanno richiesto di suddividere le imprese di grandi dimensioni in due *cluster*, distinguendo di fatto le imprese che operano su scala nazionale dalle altre imprese che su operano su scala regionale, e prevedere applicazione di *x-factor* differenziati per i due *cluster*; un soggetto ha infine segnalato l'esigenza di valutare *infra*-periodo gli effetti tariffari conseguenti l'attesa riduzione del numero di punti di riconsegna dovuta alle politiche ambientali perseguite a livello comunitario;
- in relazione al riconoscimento di costi operativi relativi alle gestioni d'ambito:
 - alcuni soggetti hanno segnalato l'esigenza di rendere maggiormente graduale il passaggio al quarto anno di gestione d'ambito;
 - un soggetto non ritiene equa l'ipotesi secondo cui gli ambiti fino a 300.000 punti di riconsegna abbiano un riconoscimento unitario pari a quello previsto per gli ambiti di maggiore dimensione, poiché le economie di scala sono minori rispetto a una dimensione ottimale;
 - un soggetto ritiene necessario che nella fissazione dei corrispettivi d'ambito si tenga conto della dimensione effettiva dell'impresa che gestirà l'ambito;
- in relazione al riconoscimento di costi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali e da mutamenti del quadro normativo:
 - nell'ambito della consultazione è stato segnalato che il mercato dei titoli di efficienza energetica è stato caratterizzato da una notevole riduzione dell'offerta a fronte di obblighi progressivamente crescenti, con significativo incremento dei prezzi di contrattazione dei titoli e che il decreto 10 maggio 2018 ha introdotto importanti aggiornamenti al meccanismo dei certificati bianchi, inserendo tra le altre novità, un *cap* al contributo tariffario destinato alla copertura dei costi sostenuti dai distributori, con la conseguenza che le imprese distributrici avrebbero subito perdite economiche; pertanto, è stato richiesto che l'onere economico conseguente al tetto al contributo tariffario sia riconosciuto dalla regolazione tariffaria tra i costi derivanti da mutamento del quadro normativo;
 - a tale riguardo, è bene subito osservare che – in disparte il fatto che gli oneri sostenuti dalle imprese distributrici in adempimento agli obblighi di risparmio energetico possono trovare esclusiva copertura nell'ambito del contributo tariffario (e non nell'ambito della tariffa di distribuzione) – ciò che assume rilievo decisivo consiste nel fatto che il Tar Lombardia, Sez. I, 28 novembre 2019, n. 2538/2019, ha annullato il richiamato decreto 10 maggio 2018 proprio con riferimento al tetto al contributo, travolgendo la conseguente regolazione attuativa adottata dall'Autorità;

- in conseguenza di quanto sopra, pertanto, vengono meno le esigenze segnalate in consultazione, almeno sino alla conclusione del procedimento avviato dall’Autorità, la deliberazione 529/2019/R/FER, al fine di dare esecuzione alla suddetta sentenza;
- sempre con riferimento alle tematiche relative al riconoscimento dei costi operativi, dalle analisi svolte sui rendiconti annuali separati del periodo 2016-2018 è emerso quanto segue:
 - per le imprese di grandi dimensioni, una riduzione del peso dei costi operativi del servizio di distribuzione sul totale e un contestuale aumento del peso dei costi operativi relativi al servizio di misura sul totale; un aumento del tasso di capitalizzazione sia in relazione al servizio di distribuzione, sia in relazione al servizio di misura;
 - il livello dei costi unitari effettivi delle singole imprese appartenenti al *cluster* imprese grandi relativi al *servizio di distribuzione – gestione infrastrutture di rete* non mostrano una significativa discontinuità per sotto-classi dimensionali;
 - per le imprese di piccole dimensioni il peso dei costi operativi del servizio di distribuzione e del servizio di misura sul totale sono risultati stabili nel triennio 2016-2018; altrettanto stabili sono risultati i tassi di capitalizzazione, comunque notevolmente inferiori ai tassi di capitalizzazione riscontrati per le imprese di medie e di grandi dimensioni;
 - sempre per le imprese di piccole dimensioni, nonostante la stabilità del peso dei costi relativi al servizio di distribuzione sul totale e del tasso di capitalizzazione, è emerso che i costi effettivi sono inferiori ai costi riconosciuti;
 - i costi non riconoscibili ai fini regolatori sono risultati opportunamente evidenziati nei rendiconti annuali separati.

CONSIDERATO CHE:

- l’Autorità, nel documento per la consultazione 410/2019/R/GAS con riferimento ad alcune tematiche specifiche relative al servizio di misura ha ipotizzato:
 - in relazione al riconoscimento dei costi relativi alle letture di *switch*:
 - considerato che con lo sviluppo dei sistemi di telelettura/telegestione e l’installazione degli *smart meter* il costo marginale delle letture di *switch* tende ad essere pari a zero, anche al fine di fornire ulteriori incentivi allo sviluppo dello *smart metering*, la graduale abolizione del riconoscimento di un costo *standard* per lettura di *switch* pari a 5 euro, applicato al numero di letture di *switch* effettuate in ciascun anno in eccedenza rispetto a quelle effettuate nel 2011;
 - in particolare, che nel primo triennio del quinto periodo regolatorio sia dimezzato il valore del riconoscimento unitario per lettura di *switch* e che il riconoscimento sia limitato al numero di letture di *switch* effettuate in ciascun anno che ecceda quelle effettuate nel 2018;

- in relazione al riconoscimento dei costi relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e concentratori:
 - confermare per il primo semi-periodo il riconoscimento a consuntivo dei costi relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e concentratori, con l'applicazione di un tetto applicato cumulativamente a costi operativi e costi di capitale, rinviando al secondo semi-periodo l'introduzione di modalità di riconoscimento parametriche per la copertura dei costi dei sistemi di telelettura/telegestione e dei concentratori, fondate su analisi di efficienza;
 - in relazione ai costi operativi, di confermare il regime di riconoscimento integrativo dei costi già riconosciuti a livello parametrico con l'applicazione delle componenti tariffarie a copertura dei costi operativi per il servizio di misura, sulla base dei costi dichiarati a consuntivo dalle imprese in opportune raccolte dati;
 - di fondare il meccanismo di riconoscimento integrativo di cui al punto precedente, in analogia con l'approccio già adottato nel quarto periodo regolatorio, sui seguenti principi:
 - evitare duplicazioni nei riconoscimenti dei costi;
 - prevedere che siano riconoscibili solo costi collocati nell'attività di misura, comparto "gestione dei dati di misura relativi a misuratori installati nei punti di riconsegna delle reti di distribuzione" oppure la sola quota dei costi dei servizi comuni e funzioni operative condivise ribaltate alla misura ovvero dell'importo imputato ai servizi comuni e funzioni operative condivise e oggetto di successiva ripartizione;
 - essere indipendente dall'approccio adottato (*make, buy* o ibrido);
 - prevedere l'introduzione di riconoscimenti in acconto, determinati in funzione dei riconoscimenti relativi all'anno 2016, nei limiti del tetto previsto, al fine di rendere il più possibile prossimo il tempo del riconoscimento tariffario con quello degli esborsi e di contenere gli oneri amministrativi connessi allo svolgimento di raccolte dati;
- in relazione al riconoscimento di costi relativi alle verifiche metrologiche:
 - di confermare il regime di riconoscimento a consuntivo che, considerato il peso limitato di tali costi e la difficoltà a introdurre schemi incentivanti che favoriscano effettivamente l'efficienza, appare la soluzione più ragionevole sotto il profilo regolatorio;
 - in analogia a quanto prospettato per il riconoscimento a consuntivo dei costi relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e concentratori, di prevedere un meccanismo di anticipazioni in acconto, determinate su base parametrica, assumendo un costo di 30 euro per verifica e un numero di verifiche pari a un terzo dei punti di riconsegna equipaggiati con *smart meter* di classe maggiore di G6;
- nell'ambito della consultazione con riferimento ad alcune tematiche specifiche relative al servizio di misura:
 - in relazione al riconoscimento dei costi relativi alle letture di *switch*:

- i soggetti che hanno fornito osservazioni rispetto a questo aspetto hanno in generale condiviso l'ipotesi di basare il riconoscimento dei costi sul numero di letture di *switch* che eccede il livello del 2018; peraltro, hanno mostrato contrarietà rispetto all'ipotesi di dimezzare il riconoscimento nel primo semi-periodo e di azzerarlo completamente nel secondo semi-periodo, in quanto, a loro dire, permarrebbero quote significative di misuratori tradizionali installate presso punti di riconsegna non accessibili;
- in relazione al riconoscimento dei costi relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e concentratori:
 - le ipotesi prospettate sono risultate in linea generale condivise dai soggetti che hanno partecipato alla consultazione;
 - un soggetto, in relazione alla determinazione degli acconti, ha segnalato l'esigenza di tenere conto dell'insieme cumulato dei riconoscimenti di tutti gli anni fino al 2016 compreso, in ragione del differente sviluppo temporale dei piani di *roll out* degli *smart meter* delle diverse imprese distributrici; un soggetto ha segnalato che, rispetto alla determinazione dell'acconto, sarebbe adeguato utilizzare come anno di riferimento sempre quello più recente per il quale sono disponibili dati e sarebbe opportuno, al fine di minimizzare la possibilità che le imprese distributrici si trovino a dover affrontare esborsi a saldo, prevedere che l'anticipazione in acconto non sia superiore al 50% dei riconoscimenti relativi all'anno utilizzato come riferimento;
 - rispetto al dimensionamento del tetto ai costi riconosciuti è stato segnalato un probabile errore materiale rispetto al tetto a prezzi 2017 indicato con riferimento al 2023 che dovrebbe essere pari a 2,74 euro;
- in relazione al riconoscimento di costi relativi alle verifiche metrologiche:
 - in linea generale la soluzione prospettata è risultata condivisa dalla maggior parte dei soggetti che ha partecipato alla consultazione;
 - un soggetto ha osservato che l'importo indicato in acconto non sarebbe adeguato rispetto all'esecuzione delle verifiche obbligatorie sui contatori introdotte con il decreto 93/17 e la cui incidenza dovrebbe iniziare a divenire rilevante dal 2020, in relazione al termine triennale (che scade proprio nel 2020) di prima applicazione delle verifiche per i contatori in precedenza non soggetti a verifiche periodiche;
 - un soggetto ritiene che sarebbe più corretto un valore dell'anticipazione di almeno 60 euro, considerato che la maggior parte delle verifiche metrologiche sarà eseguita in laboratorio;
 - un soggetto segnala l'opportunità che i dati vengano desunti direttamente dai rendiconti annuali separati, senza che sia necessario attivare specifiche raccolte dati;
 - un soggetto reputa adeguato l'importo in acconto di 30 euro, se riferito a ciascun anno e non all'intero triennio.

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- nel documento per la consultazione 410/2019/R/GAS, con riferimento agli incentivi alle aggregazioni tra operatori, l’Autorità ha prefigurato:
 - di prevedere incentivi mirati alle aggregazioni tra imprese distributrici piccole (sotto i 50.000 punti di riconsegna) o tra imprese medie (sotto i 300.000 punti di riconsegna) e imprese piccole che non appartengano a gruppi societari sotto il controllo di imprese di maggiori dimensioni, al fine di promuovere le aggregazioni tra imprese di dimensione medio-piccola, favorendo la creazione di realtà di maggiore dimensione e forza competitiva;
 - di prevedere sia incentivi sui costi operativi, mediante opportune maggiorazioni del costo riconosciuto, sia incentivi sui costi di capitale, mediante riconoscimenti anticipati del valore di rimborso di cui all’articolo 5 del decreto 226/11 o, in subordine, dei meccanismi di rivalutazione delle RAB c.d. depresse;
- nell’ambito della consultazione con riferimento agli incentivi alle aggregazioni tra operatori:
 - solo un soggetto ha condiviso le ipotesi formulate dall’Autorità;
 - diversi soggetti hanno segnalato l’esigenza di estendere incentivo anche ad aggregazioni che consentano una razionalizzazione del settore e che coinvolgano imprese di maggiori dimensioni;
 - alcuni soggetti hanno evidenziato che la misura prospettata risulterebbe discriminatoria nei confronti delle imprese di grandi dimensioni e andrebbe ad alterare gli equilibri concorrenziali;
 - un soggetto ha evidenziato che il mercato di riferimento per il settore della distribuzione del gas vada individuato a livello di ambito (ATEM), come indicato dall’Autorità garante della concorrenza e del mercato e che quindi gli incentivi vadano calibrati rispetto alle condizioni concorrenziali di ciascun ambito, consentendo ai soggetti marginali nell’ATEM di rafforzarsi;
 - un soggetto ritiene che la spinta alle aggregazioni dovrebbe incentivare fusioni/incorporazioni su due livelli paralleli: a livello di ATEM e a livello nazionale;
 - in relazione agli incentivi sui costi di capitale sono state segnalate criticità rispetto all’ipotesi di riconoscimento anticipato del valore di rimborso, sia in relazione agli oneri amministrativi connessi ai processi di validazione di tali valori, sia in relazione agli effetti che tale anticipo nel riconoscimento potrebbe avere sulle gare, producendo di fatto una riduzione del potenziale dello sconto tariffario in sede di gara, con effetti negativi sulla concorrenza.

CONSIDERATO CHE:

- con riferimento al riconoscimento dei costi di capitale, l’Autorità, nel documento per la consultazione 410/2019/R/GAS ha prefigurato:

- in linea generale, di confermare logiche incentivanti per il riconoscimento dei costi di capitale centralizzato e, transitoriamente, limitatamente ad un periodo non eccedente il primo triennio, logiche a consuntivo per il riconoscimento degli ammortamenti e del livello di capitale investito, dei costi di capitale di località relativi al servizio di distribuzione;
- di assestare, per il servizio di misura, la regolazione tariffaria, già improntata a logiche incentivanti anche per il riconoscimento dei costi di capitale;
- in relazione ai criteri di riconoscimento del capitale investito centralizzato:
 - di dare continuità ai criteri adottati nel quarto periodo di regolazione, non differenziando i riconoscimenti dei costi di capitale centralizzato per classe dimensionale, ritenendo preferibile mantenere transitoriamente una modulazione dei riconoscimenti relativi ai costi operativi;
- in relazione ai criteri di riconoscimento del capitale investito di località con riferimento allo *stock* di capitale esistente al 31 dicembre 2019:
 - di dare continuità ai criteri già adottati nel quarto periodo di regolazione, confermando un diverso trattamento per gestioni comunali o sovracomunali e per gestioni d'ambito;
 - per le gestioni comunali o sovracomunali, di confermare il principio generale di valutazione sulla base del criterio del costo storico rivalutato;
 - per le gestioni d'ambito, di confermare le disposizioni previste dall'articolo 21 e seguenti della RTDG 2014-2019, fatta salva l'ipotesi di rivedere le modalità di stratificazione *standard* del valore di rimborso individuata nell'articolo 25 della RTDG 2014-2019; in merito è previsto che il Direttore della Direzione competente proceda alla revisione della stratificazione *standard* da determinare sulla base degli stati di consistenza predisposti in occasione delle gare d'ambito; un'ipotesi per la determinazione della stratificazione *standard* sulla base degli stati di consistenza è riportata nell'Appendice 1 del documento per la consultazione 410/2019/R/GAS;
- in relazione al trattamento delle RAB disallineate rispetto alle medie di settore:
 - di modificare le disposizioni della RTDG 2014-2019, prevedendo che in occasione dell'applicazione dei meccanismi di revisione dei valori delle RAB disallineate rispetto alle medie di settore, ossia al momento dell'avvio della gestione per ambito, il valore delle immobilizzazioni nette sia determinato sommando al valore determinato sulla base della formula parametrica di rivalutazione già prevista dall'articolo 23 della RTDG 2014-2019, il valore degli investimenti in *smart meter* effettuati tra il 2012 e il 2017 e gli investimenti nelle reti di distribuzione entrati in esercizio a partire dal 2018, illustrando nell'Appendice 3 del medesimo documento per la consultazione 410/2019/R/GAS i criteri procedurali di cui è prevista l'adozione in una specifica determinazione della Direzione competente;

- in relazione ai nuovi investimenti:
 - l'introduzione di soluzioni regolatorie che favoriscano scelte efficienti sia sul piano allocativo (si investe solo se l'investimento crea valore per la società e quindi le risorse sono allocate in modo ottimale), sia sul piano produttivo (se la scelta di investimento crea valore per la società, quell'investimento deve essere realizzato in modo efficiente ovvero deve essere minimizzata la quantità di risorse allocate, tenuto conto dei vincoli di qualità e sicurezza);
 - in relazione all'efficienza allocativa, di subordinare le decisioni di sviluppo infrastrutturale, in particolare nelle aree di nuova metanizzazione, allo svolgimento di adeguate analisi costi-benefici ovvero al rispetto delle condizioni minime di sviluppo ritenute ragionevoli dall'Autorità nell'ambito delle valutazioni dei bandi di gara, rendendo disponibili nell'Appendice 2 del medesimo documento per la consultazione 410/2019/R/GAS i propri orientamenti per la predisposizione di linee guida per lo svolgimento delle analisi costi-benefici previste dal decreto 226/11;
 - in relazione agli schemi di regolazione incentivante per gli investimenti nelle reti di distribuzione, che tali schemi debbano trovare applicazione entro il 2023, indicando alcuni indirizzi generali per la definizione dei medesimi schemi sulla base di quanto emerso dalle osservazioni formulate rispetto al documento per la consultazione 170/2019/R/GAS;
- in relazione ai tetti ai riconoscimenti tariffari per gli investimenti nelle reti di distribuzione:
 - di confermare anche per il quinto periodo di regolazione l'adozione di tetti ai riconoscimenti tariffari nella misura fissata con la deliberazione 704/2016/R/GAS;
 - di rivedere le modalità applicative adottate con la deliberazione 98/2019/R/GAS, in particolare indicando l'orientamento a prevedere un regime articolato in più fasi:
 - una prima fase della durata di tre anni (compreso l'anno di prima fornitura) in cui gli investimenti sono riconosciuti integralmente;
 - una seconda fase che si avvia dal quarto anno di gestione del servizio, in cui trova applicazione un tetto calcolato sulla base di una valutazione prospettica dei punti di riconsegna che potenzialmente potrebbero essere connessi alla rete, basata sulle curve di penetrazione dell'utenza tipiche di ciascun ambito tariffario;
 - una terza fase che si avvia dal sesto anno di gestione del servizio, in cui, qualora risulti superato il tetto, si procede alla decurtazione retroattiva degli investimenti riconosciuti a partire dal primo anno di gestione del servizio, con un piano di rientro di durata triennale;
- in relazione ai riconoscimenti degli investimenti relativi a turboespansori installati presso le cabine di riduzione e misura:

- al fine di evitare sussidi incrociati tra servizi e in particolare di evitare che sui clienti finali del servizio di distribuzione del gas vadano a gravare oneri relativi alla produzione di energia elettrica, di valorizzare ai fini tariffari le cabine di riduzione e misura dotate di turboespansori sulla base di un costo *standard* che rifletta il costo di una cabina di riduzione e misura di caratteristiche analoghe a quella presso la quale è installato il turboespansore;
- in relazione agli investimenti relativi al servizio di misura:
 - di confermare l'approccio fondato su logiche incentivanti, prevedendo che una revisione approfondita dei livelli dei costi *standard* relativa agli *smart meter* sia effettuata sulla base di specifici approfondimenti e decorra dagli investimenti del 2022, mentre per gli investimenti del biennio 2020-2021 l'Autorità ha prospettato di confermare i costi *standard* che hanno già trovato applicazione con riferimento agli investimenti del 2019;
 - di rivedere i pesi da applicare per il riconoscimento degli investimenti in *smart meter* effettuati nel biennio 2020-2021, poi indicati nella misura del 30% per il costo *standard* e del 70% per il costo effettivo, coerentemente con quanto già prospettato nel documento per la consultazione 759/2017/R/GAS, sia in relazione all'esigenza di evitare distorsioni tra scelte di tecnologia di tipo *make* o di tipo *buy*, sia al fine di mitigare i possibili fenomeni di *cost padding*, nonché al fine di non penalizzare soluzioni di più elevata qualità, nel successivo documento per la consultazione 487/2019/R/GAS;
- in relazione alla valorizzazione dei misuratori che vengono disinstallati per l'effettuazione delle verifiche metrologiche e poi nuovamente installati in altri punti di riconsegna:
 - di prevedere, per la valorizzazione dei misuratori che devono essere rimossi per l'effettuazione di verifiche in laboratorio e poi successivamente reimpiegati presso altri punti di riconsegna, una soluzione che consenta di non aumentare né ridurre, a parità di condizioni, il valore della RAB, prevedendo in particolare che, all'atto della nuova installazione, il valore di carico del misuratore sia pari al valore regolatorio dell'*asset* rimosso e che tale valore venga poi ammortizzato in un periodo di 10 anni, con la costituzione di una nuova tipologia di cespiti ("misuratori reinstallati"), nel quale sono ricompresi sia misuratori tradizionali sia misuratori elettronici per i quali l'effettuazione delle verifiche periodiche previste dal decreto 93/17 sia effettuata presso laboratori abilitati;
- in relazione ai criteri di valutazione del capitale circolante netto e delle poste rettificative:
 - di confermare l'approccio già adottato nel quarto periodo di regolazione;
- in relazione al trattamento dei contributi:

- di confermare in linea generale i criteri di valutazione adottati nel quarto periodo di regolazione;
- rispetto alla questione dei c.d. contributi “congelati”, di prevedere che il pieno “scongelo” sia raggiunto in non più di dieci anni, prevedendo che ogni anno la medesima quota “congelata” si riduca di almeno il 2%;
- in relazione alla durata delle vite utili regolatorie ai fini della determinazione degli ammortamenti:
 - di confermare le vite utili già adottate nel quarto periodo di regolazione per tutti i cespiti, prevedendo che siano svolti specifici approfondimenti in relazione alle vite utili degli *smart meter*;
- in relazione al riconoscimento dei costi residui di misuratori tradizionali di classe inferiore o uguale a G6 sostituiti con *smart meter*:
 - di introdurre un importo a recupero dei mancati ammortamenti (IRMA) da riconoscere alle imprese distributrici, pari alla differenza tra il valore residuo non ammortizzato, calcolato applicando le vite utili regolatorie pro-tempore vigenti e il valore residuo calcolato applicando una vita utile di 15 anni;
 - di prevedere che l’IRMA costituisca un credito tariffario verso il sistema e come tale possa essere trasferito a titolo oneroso al gestore entrante, nel caso di subentro in occasione delle gare d’ambito
 - di prevedere che l’IRMA sia ridotto nel tempo secondo un piano di ammortamento di durata pari a 10-15 anni, con contestuale riconoscimento tariffario gestito mediante il meccanismo di perequazione dei costi relativi al servizio di misura;
 - di rivedere la decorrenza di applicazione della condizione già prevista dall’articolo 57, comma 2, lettera a), punto ii), della RTDG 2014-2019, secondo cui non viene riconosciuto il valore residuo non ammortizzato per i gruppi di misura oggetto di sostituzione che siano stati installati successivamente al termine di cui al comma 10.4 delle Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas, ovvero successivamente al 29 febbraio 2012, in quanto fino al 2014 non erano disponibili misuratori *smart* idonei all’installazione;
- con riferimento al riconoscimento dei costi di capitale, nell’ambito della consultazione:
 - in relazione ai criteri di riconoscimento del capitale investito centralizzato:
 - l’ipotesi prospettata è stata condivisa nell’ambito della consultazione;
 - due soggetti hanno segnalato l’esigenza di introdurre differenziazioni dei riconoscimenti in funzione della dimensione delle imprese;
 - in relazione ai criteri di riconoscimento del capitale investito di località con riferimento allo *stock* di capitale esistente al 31 dicembre 2019:
 - le ipotesi in consultazione sono risultate sostanzialmente condivise;
 - in relazione al trattamento delle RAB disallineate rispetto alle medie di settore:

- le ipotesi in consultazione sono risultate sostanzialmente condivise;
- alcuni soggetti hanno riproposto alcune istanze già avanzate in occasione dell'introduzione del meccanismo di trattamento delle RAB disallineate, segnatamente l'esigenza di rivalutare da subito le RAB depresse, senza attendere le gare d'ambito; su quest'ultimo aspetto, l'Autorità ha già rappresentato la sua posizione nella deliberazione 367/2014/R/GAS, rispetto alla quale, in assenza di nuovi elementi rilevanti (che non sono stati prodotti), non sussistono ragioni per discostarsi;
- in relazione ai nuovi investimenti:
 - alcuni soggetti hanno segnalato l'esigenza di dare attuazione il prima possibile agli schemi di regolazione incentivante sulle spese di capitale nelle reti di distribuzione; altri hanno ritenuto opportuno che tali schemi siano applicati solo agli investimenti realizzati a partire dal 2022; in generale sono stati formulati commenti e ipotesi alternative per l'implementazione degli schemi di regolazione incentivante;
 - sono state formulate osservazioni rispetto agli orientamenti generali espressi dall'Autorità per la definizione di linee guida per lo svolgimento di analisi costi-benefici;
- in relazione ai tetti ai riconoscimenti tariffari per gli investimenti nelle reti di distribuzione:
 - alcuni soggetti hanno ritenuto condivisibile il tetto, ma hanno segnalato l'esigenza di non applicarlo a investimenti conseguenti a impegni concessori assunti precedentemente alla data di introduzione dello stesso tetto; a tale riguardo, è bene subito evidenziare che una tale esigenza non può trovare fondamento nell'assetto delle funzioni di regolazione tariffaria assegnate all'Autorità (sia dalla legge 481/95, sia dal decreto legislativo 164/00), il cui esercizio non può essere limitato dallo specifico contenuto di affidamenti in essere, i quali, piuttosto, devono adeguarsi (ed eventualmente essere rivisti rispetto) al contenuto della regolazione, tecnico ed economica, del servizio di distribuzione che la legge assegna all'Autorità; diversamente, tale regolazione potrebbe essere vanificata da un diverso contenuto degli atti concessori;
 - alcuni soggetti hanno segnalato l'esigenza di garantire il pieno riconoscimento tariffario agli investimenti che risultino supportati da adeguate analisi costi-benefici;
 - un soggetto ha richiesto che l'applicazione delle nuove ipotesi sia estesa anche alle località con anno di prima fornitura nel 2018;
 - rispetto all'articolazione in tre fasi per l'applicazione del tetto è stata segnalata la complessità di applicazione ed è stato prospettato che la verifica sia effettuata dopo 10-12 anni;
- in relazione ai riconoscimenti degli investimenti relativi a turboespansori installati presso le cabine di riduzione e misura:
 - diversi soggetti hanno condiviso l'ipotesi prospettata dall'Autorità, segnalando l'esigenza di riconoscere il costo *standard* riferito

- all'apparato di espansione equivalente, anche nel caso di installazione di turboespansori su cabina esistente;
- alcuni soggetti hanno proposto di includere i turboespansori nella RAB;
 - alcuni soggetti hanno segnalato l'esigenza di una almeno parziale copertura in tariffa del costo dei turboespansori, al fine di rendere convenienti tali interventi, tenuto conto dell'attuale meccanismo dei certificati bianchi;
- in relazione agli investimenti relativi al servizio di misura:
 - diversi soggetti si sono dichiarati contrari all'ipotesi di revisione dei pesi, che penalizzerebbe le soluzioni più efficienti; altri hanno invece condiviso l'ipotesi dell'Autorità;
 - in relazione alla valorizzazione dei misuratori che vengono disinstallati per l'effettuazione delle verifiche metrologiche e poi nuovamente installati in altri punti di riconsegna:
 - alcuni soggetti hanno segnalato l'esigenza di adottare soluzioni semplificate;
 - alcuni soggetti hanno proposto di applicare una vita utile regolatoria del misuratore reinstallato inferiore a 10 anni, al fine di rendere la vita complessiva compatibile con i 15 anni previsti per i misuratori elettronici;
 - alcuni soggetti hanno evidenziato che la rimozione e successiva reinstallazione può avvenire anche per cause diverse dalla verifica metrologica (ad es. per verifica della telelettura) e chiedono di estendere la regola anche a tali casistiche;
 - in relazione ai criteri di valutazione del capitale circolante netto e delle poste rettificative:
 - l'ipotesi prospettata è stata sostanzialmente condivisa nell'ambito della consultazione;
 - in relazione al trattamento dei contributi:
 - diversi soggetti hanno segnalato l'esigenza che lo "scongelo" sia effettuato in modo più graduale e hanno suggerito di adottare periodi di ammortamento differenziati in modo da allineare l'orizzonte temporale di azzeramento dei contributi congelati e di quelli non congelati (34 anni);
 - alcuni soggetti hanno ritenuto condivisibile l'approccio prospettato dall'Autorità, altri hanno proposto di prevedere un periodo di 12 anni invece dei 10 ipotizzati dall'Autorità;
 - un soggetto ha richiesto che gli operatori abbiano una nuova opportunità per l'esercizio dell'opzione esercitata nel quarto periodo regolatorio;
 - in relazione alla durata delle vite utili regolatorie ai fini della determinazione degli ammortamenti:
 - nell'ambito della consultazione non sono emerse osservazioni di rilievo;
 - in relazione al riconoscimento dei costi residui di misuratori tradizionali di classe inferiore o uguale a G6 sostituiti con *smart meter*:

- l'ipotesi è stata in generale condivisa, anche se è stata segnalata l'esigenza di prevedere periodi di restituzione dell'IRMA più brevi rispetto a quelli prospettati;
- alcuni soggetti hanno segnalato alcune esigenze di affinamento operativo per la gestione del raccordo tra dismissioni regolatorie e dismissioni contabili.

CONSIDERATO CHE:

- in relazione alla determinazione del tasso di remunerazione del capitale investito:
 - con la deliberazione 639/2018/R/COM è stato aggiornato il livello del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale per l'anno 2019, secondo quanto previsto dal TIWACC;
 - secondo quanto indicato nel TIWACC, la stima del coefficiente β in occasione della revisione della regolazione tariffaria relativa ai singoli servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas viene effettuata sulla base di analisi dei dati relativi a imprese dell'Area Euro operanti in Paesi con *rating* elevato, eventualmente considerando, al fine di disporre di un numero di osservazioni statisticamente significativo, anche imprese che non svolgano in modo esclusivo le attività regolate oggetto di analisi, su un periodo di riferimento almeno biennale;
 - l'attuale livello del coefficiente β^{asset} risulta pari a 0,439 per il servizio di distribuzione e a 0,502 per il servizio di misura. Un utile raffronto può essere rappresentato anche dai livelli attuali del coefficiente β^{asset} per gli altri servizi regolati: trasmissione dell'energia elettrica 0,35, trasporto del gas 0,364, distribuzione e misura dell'energia elettrica 0,39;
 - l'Autorità nel documento per la consultazione 410/2019/R/GAS ha ipotizzato:
 - in coerenza con quanto previsto dal TIWACC, di procedere in occasione della revisione tariffaria di periodo per i servizi di distribuzione e misura del gas a fissare i valori del parametro β che troverà applicazione a partire dal 2020 e il livello di *gearing* che troverà applicazione a partire dal 2022;
 - di prevedere che le decisioni sul livello di *gearing*, siano rinviate all'aggiornamento infra-periodo per l'applicazione nel triennio 2023-2025;
 - di prevedere l'unificazione del parametro β per i servizi di distribuzione e misura del gas;
 - tenuto conto che il quadro regolatorio ipotizzato nel medesimo documento 410/2019/R/GAS prevede, nella sostanza, profili di rischio analoghi a quelli connessi al quadro regolatorio del quarto periodo regolatorio, valutata la prospettiva delle gare per l'affidamento delle concessioni del servizio e considerato l'impatto delle politiche di

decarbonizzazione, delle esigenze di innovazione tecnologica ad esse collegate e delle conseguenti incertezze sulla futura configurazione del sistema energetico italiano, sulla base delle analisi svolte in coerenza con quanto previsto dal TIWACC per la stima del coefficiente β , di ritenere ragionevole che il coefficiente β^{asset} per i servizi di distribuzione e misura nel quinto periodo di regolazione possa essere fissato in un *range* compreso tra 0,40 e 0,43;

- nell'ambito della consultazione:
 - diversi soggetti hanno manifestato contrarietà all'ipotesi di unificazione del parametro β per i servizi di distribuzione e misura del gas, essendo il servizio di misura caratterizzata da condizioni di mercato e tecnologia in via di consolidamento;
 - diversi soggetti hanno sostenuto che il servizio di distribuzione sia caratterizzato da maggiore frammentazione e rischiosità (gare d'ambito) rispetto ad altri settori regolati e che quindi sarebbe ragionevole mantenere il livello del parametro β a quello del quarto periodo di regolazione, anche sulla base di studi che sono stati resi disponibili.

CONSIDERATO CHE:

- con riferimento alla definizione del sistema tariffario del servizio di distribuzione del gas naturale:
 - l'Autorità, nel documento per la consultazione 410/2019/R/GAS ha prospettato:
 - di prevedere che il sistema tariffario per il primo triennio del quinto periodo di regolazione sia fissato in continuità di criteri con il periodo regolatorio precedente e di conseguenza, in linea generale il sistema tariffario preveda la determinazione di una tariffa obbligatoria, applicata ai clienti finali, e di una tariffa di riferimento, che definisce il ricavo ammesso per ciascuna impresa distributrice a copertura del costo riconosciuto, nonché un meccanismo di perequazione che consenta di coprire gli squilibri tra ricavi ammessi dalla tariffa di riferimento e ricavi effettivi ottenuti applicando la tariffa obbligatoria;
 - di introdurre criteri per la determinazione degli importi di perequazione in acconto nei casi di indisponibilità di dati;
 - di prevedere che l'eventuale riforma della struttura della tariffa del servizio di distribuzione del gas naturale sia attuata nel secondo triennio del quinto periodo di regolazione, a partire dunque dal 2024;
 - in relazione alla prospettiva di metanizzazione della Sardegna, di effettuare ulteriori valutazioni rispetto all'ipotesi di costituire un ambito tariffario specifico in esito all'effettuazione dello studio indipendente finalizzato a una più ampia valutazione, in logica di analisi costi-benefici, 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, già previsto con deliberazione 335/2019/R/GAS; tale iniziativa si pone l'obiettivo di fornire un quadro analitico trasparente e basato su valutazioni puntuali, a supporto delle necessarie decisioni sul futuro energetico dell'isola;

- nell'ambito della consultazione:
 - le ipotesi sono risultate condivise da alcuni soggetti che hanno partecipato alla consultazione;
 - è stata segnalata l'ipotesi di costituire un unico ambito tariffario nazionale;
 - diversi soggetti non hanno condiviso le ipotesi relative al trattamento del caso della Sardegna; in particolare un soggetto ha segnalato che la regione Sardegna sconterebbe uno svantaggio derivante da diversi fattori: insularità e difficoltà approvvigionamento gas naturale, ritardo infrastrutturale, ridotta dimensione del mercato con conseguenti difficoltà di socializzazione dei costi, scarsa concorrenza con possibile creazione di monopoli o fallimento di mercato; il medesimo soggetto ha segnalato anche che il Patto per la Sardegna prevede impegni del Governo per realizzare una dorsale di trasporto del gas naturale, adottare meccanismi di compensazione per i consumatori dell'isola dei potenziali maggiori costi infrastrutturali o di approvvigionamento;
 - inoltre, e più in particolare, il medesimo soggetto, ha sostenuto, secondo vari argomenti, che l'Autorità sarebbe obbligata a definire apposite misure perequative al fine di non penalizzare la metanizzazione dell'isola, con la conseguente illegittimità dell'ipotesi prospettata di definire uno specifico ambito esteso al territorio regionale; in estrema sintesi:
 - a) l'obbligo di un tale intervento, per l'Autorità, discenderebbe dall'articolo 23, comma 4, del decreto legislativo 164/00 ai sensi del quale le tariffe di distribuzione tengono conto della *“necessità di non penalizzare le aree in corso di metanizzazione e quelle con elevati costi unitari”*, anche mediante la previsione di appositi strumenti di perequazione;
 - b) la previsione di un ambito tariffario limitato alla sola Regione Sardegna avrebbe l'effetto di gravare eccessivamente l'utenza finale sarda, ostacolando in tal modo il processo di metanizzazione dell'area;
 - c) conseguentemente, l'Autorità dovrebbe definire una tariffa di distribuzione unica per il territorio nazionale o comunque prevedere adeguati meccanismi perequativi volti a contenere gli oneri a carico dell'utenza sarda;
 - d) a quest'ultimo riguardo, è stato anche osservato che il territorio sardo dovrebbe almeno essere incluso nell'ambito tariffario denominato *“Ambito meridionale”* in quanto in tale ambito tale regione (assieme

alla Sicilia e alla Calabria) sarebbe stata inserita dalle deliberazioni di aggiornamento delle tariffe di distribuzione del gas con effetto dall'anno 2013 (si richiamano a tal fine le tabelle allegate alle deliberazioni 553/2012/R/GAS, 633/2013/R/GAS; 634/2014/R/GAS; 645/2015/R/GAS; 774/2016/R/GAS; 859/2017/R/GAS);

- alcuni soggetti hanno richiesto l'applicazione di una tariffa unica nazionale per gli usi di autotrazione, in considerazione del ruolo che il gas naturale ricopre all'interno delle politiche di decarbonizzazione e valutate le rilevanti differenze nelle quote variabili delle tariffe obbligatorie tra gli ambiti tariffari oggi esistenti che penalizzano lo sviluppo dell'impiego del metano per autotrazione in alcune aree del Mezzogiorno;
- prima di procedere, con riferimento alle osservazioni pervenute con particolare riferimento ai profili afferenti alla metanizzazione della Sardegna, si rileva che le considerazioni critiche sopra sinteticamente richiamate non sono fondate per i seguenti motivi:
 - in primo luogo, occorre ricordare che, ai sensi dell'invocato articolo 23, comma 4, del decreto legislativo 164/00, le tariffe di distribuzione devono perseguire non solo l'obiettivo di non penalizzare le aree in corso di metanizzazione e quelle con costi unitari elevate, ma anche quello di *“innalzare l'efficienza di utilizzo dell'energia e a promuovere l'uso delle fonti rinnovabili”* (in coerenza le finalità, di cui all'articolo 1 della legge 481/95, di promozione dell'efficienza nei servizi, da svolgere *“in condizioni di economicità”* sulla base di un sistema tariffario che armonizzi gli obiettivi economico-finanziari degli esercenti con gli obiettivi generali di uso efficiente delle risorse);
 - in tale prospettiva, l'Autorità, sin dal primo periodo di regolazione tariffaria, non ha inteso il dettato normativo come una missione al perseguimento della metanizzazione del Paese a ogni costo, ma ha temperato l'esigenza di favorire la metanizzazione del Paese con gli obiettivi di efficienza allocativa, previsti dalla legge 481/95; infatti, come chiarito sin dalla relazione tecnica della deliberazione 237/00, *“il servizio gas, diversamente da quello elettrico, non riveste caratteristiche di servizio insostituibile, in quanto si rivolge a necessità e tipi di utilizzo che possono essere soddisfatti per mezzo di altre fonti energetiche, anche con impatto ambientale comparabile* (cfr. par. 5 della relazione tecnica alla deliberazione 237/00);
 - il suddetto approccio si radica nel differente assetto legislativo (nazionale e comunitario) che caratterizza i due settori, atteso che, diversamente dal settore elettrico, in cui il servizio (anche a livello comunitario) è sottoposto a un obbligo di universalità (cfr. direttiva 2009/73/CE), cui è connesso il principio della tariffa unica nazionale (articolo 3 della legge 481/95), non così invece per il settore del gas naturale in cui, in assenza di analoghe disposizioni legislative (a livello comunitario o nazionale)

“l’universalità del servizio” è stata da sempre declinata dall’Autorità come disponibilità del servizio medesimo “a condizioni di costo che riflettono condizioni economiche trasparenti, mentre non appare giustificata la diffusione generalizzata del servizio, che comporterebbe aggravii nel costo del soddisfacimento dei bisogni energetici del paese”;

- in secondo luogo, pertanto, e in coerenza con la lettera del medesimo articolo 23, comma 4, del decreto legislativo n. 164/00, l’Autorità, nel contemperare l’esigenza di evitare penalizzazioni nelle nuove metanizzazioni con il principio di efficienza ed economicità del servizio ha la facoltà, e non l’obbligo, di introdurre appositi strumenti di perequazione *“anche transitori”*, i quali non possono essere intesi come equalizzazione delle tariffe, ma solo come strumenti volti a garantire una compensazione parziale di maggiori costi, giustificati comunque in termini di analisi costi-benefici;
- al riguardo, infatti, è bene anche chiarire che la scelta, compiuta dall’Autorità a decorrere dal terzo periodo di regolazione (deliberazione ARG/gas 159/08), di estendere gli ambiti tariffari dal perimetro del singolo impianto agli attuali ambiti sovraregionali risponde solo a finalità pro-competitive nei mercati della vendita al dettaglio (cfr. ad esempio par. 14 relazione air della citata deliberazione ARG/gas 159/08); peraltro, è proprio con la finalità di contenere e limitare le inefficienze e distorsioni, verificatesi successivamente in ragione dei meccanismi perequativi in tal modo introdotti, che l’Autorità ha fissato appositi tetti agli investimenti specie con riferimento alle aree di nuova metanizzazione (cfr. par. 14 della relazione AIR alla deliberazione 573/2013/R/GAS, nonché par. 12 del documento per la consultazione 205/2016/R/GAS);
- inoltre, il fatto che la Regione Sardegna sia stata contemplata all’interno dell’Ambito meridionale, nelle tabelle allegate alle deliberazioni degli aggiornamenti tariffari sopra richiamate, risulta un evidente errore materiale, atteso che la Sardegna non è (era) ancora metanizzata, e che comunque un tale errore è stato poi rettificato, in occasione dell’aggiornamento tariffario compiuto con la deliberazione 667/2018/R/GAS;
- in conseguenza di quanto sopra, in assenza di una disposizione legislativa (espressione di una precisa scelta di politica energetica nazionale), diversamente da quanto preteso da alcuni operatori, non si può ritenere che l’Autorità sia tenuta a introdurre strumenti perequativi per porre a carico della generalità della clientela finale (o della generalità della clientela ubicata nell’Ambito meridionale) i costi di investimento connessi alla metanizzazione della Sardegna; l’Autorità, piuttosto, è tenuta a valutare le esigenze sottese a tale progetto nell’ambito del quadro sopra tratteggiato, in coerenza col quale sono stati formulati gli orientamenti esposti nei documenti di consultazione sopra richiamati.

CONSIDERATO CHE:

- con riferimento alla regolazione tariffaria delle reti isolate alimentate con gas naturale liquefatto (reti isolate di GNL):
 - nel documento per la consultazione 410/2019/R/GAS l’Autorità ha prefigurato:
 - di applicare alle reti isolate di GNL una regolazione tariffaria analoga a quella prevista per le reti canalizzate alimentate da gas diversi dal naturale, prevedendo di conseguenza ambiti tariffari distinti per regione e per impresa distributrice e corrispettivi tariffari che coprono i costi della rete di distribuzione, incluso il costo dei depositi di stoccaggio criogenico e dei rigassificatori locali, ancorché, sul piano dell’assetto tali reti possano rientrare nel perimetro delle gare d’ambito per l’affidamento del servizio;
 - nell’ambito della consultazione:
 - è stata segnalata, in coerenza con le osservazioni svolte sugli interventi prospettati per la metanizzazione della Sardegna, l’ipotesi di costituire un unico ambito tariffario nazionale per il servizio di distribuzione del gas;
 - diversi soggetti non hanno condiviso l’approccio ipotizzato dall’Autorità, ritenendo che le reti isolate di GNL debbano essere assimilate alle reti interconnesse con il sistema nazionale di trasporto, in quanto il vettore energetico distribuito è sempre gas naturale;
 - un soggetto ha invece condiviso l’approccio ipotizzato dall’Autorità in quanto coerente con le previsioni dell’articolo 14 del decreto legislativo 256/17.

CONSIDERATO CHE:

- con riferimento alla regolazione tariffaria delle reti isolate alimentate con carro bombolaio:
 - nel documento per la consultazione 410/2019/R/GAS l’Autorità ha ipotizzato di assimilare tali reti isolate alle reti interconnesse con il sistema nazionale di trasporto per un periodo massimo di cinque anni e di prevedere che qualora entro tale termine le stesse reti non siano state interconnesse con il sistema nazionale di trasporto sia applicato un regime tariffario analogo a quello ipotizzato per le reti isolate di GNL;
 - nell’ambito della consultazione:
 - diversi soggetti non hanno condiviso l’approccio ipotizzato dall’Autorità;
 - un soggetto ha condiviso l’approccio ipotizzato dall’Autorità, in quanto consente di evitare comportamenti opportunistici volti a preferire, sulla base del diverso trattamento tariffario, l’alimentazione delle reti isolate mediante carri bombolai che trasportano gas naturale compresso rispetto

all'alimentazione mediante vettori che trasportino il gas naturale in forma liquefatta.

CONSIDERATO CHE:

- con riferimento alla regolazione tariffaria delle reti di distribuzione di gas di fonte fossile diversi dal naturale che comprendo gas di petrolio liquefatti e loro miscele, anche con aria e gas manifatturati, composti in prevalenza da propano o da gas naturale e i gas incondensabili da raffineria o loro sostituti di fonte rinnovabile (di seguito: gas diversi):
 - nel documento per la consultazione 410/2019/R/GAS l'Autorità ha prefigurato:
 - in relazione al perimetro di applicazione della regolazione tariffaria, di prevedere che rientrino, nell'ambito di applicazione della regolazione tariffaria, le sole reti canalizzate che siano gestite in concessione e che servano almeno 300 punti di riconsegna serviti, prevedendo che, per le altre reti, possano essere successivamente adottate forme di tutela dei clienti finali anche mediante criteri comparativi dei costi del servizio rispetto alle reti oggetto di regolazione;
 - in relazione ai criteri di riconoscimento dei costi di operativi, di confermare il criterio già adottato nel quarto periodo di regolazione in base al quale il costo operativo riconosciuto per le imprese che distribuiscono gas diversi tramite reti canalizzate sia determinato sulla base dei dati disponibili per le imprese distributrici di gas naturale di dimensione comparabile, desunti dai rendiconti annuali separati delle imprese di dimensione inferiore a 10.000 punti di riconsegna, in ragione dell'indisponibilità di dati puntuali disaggregati specifici per le imprese distributrici di gas diversi;
 - in relazione ai criteri di riconoscimento dei costi di capitale, di prevedere che per il primo triennio del quinto periodo di regolazione si prosegua con valutazione degli investimenti a consuntivo e che meccanismi di riconoscimento fondati su costi *standard* possano trovare applicazione a partire dal secondo triennio del quinto periodo di regolazione;
 - in relazione agli ambiti di socializzazione dei costi e alla struttura delle opzioni tariffarie, di dare continuità ai criteri già adottati nel quarto periodo di regolazione;
 - nell'ambito della consultazione:
 - tale impostazione è risultata condivisa dai soggetti che hanno partecipato alla consultazione.

RITENUTO OPPORTUNO:

- con riferimento alla decorrenza e alla durata del periodo regolatorio:
 - confermare l'avvio del quinto periodo di regolazione nel 2020;

- prevedere che il periodo regolatorio abbia durata di sei anni e sia suddiviso in due semi-periodi della durata di tre anni ciascuno.

RITENUTO, INOLTRE, OPPORTUNO:

- con riferimento alle tematiche relative al riconoscimento dei costi operativi:
 - in relazione alla fissazione dei livelli iniziali dei costi operativi per il 2020:
 - tenendo conto di quanto emerso dalla consultazione e tenuto conto delle dinamiche di andamento dei costi effettivi e in particolare dello spostamento di costi dall'attività di distribuzione all'attività di misura di prevedere che il livello iniziale dei costi riconosciuti per ciascuna attività e funzione (gestione infrastrutture di rete di distribuzione; installazione e manutenzione dei misuratori; raccolta, validazione e registrazione delle misure; commercializzazione dei servizi di distribuzione e misura) sia fissato:
 - applicando egual peso ai costi effettivi e ai costi riconosciuti nell'anno di riferimento, sia nel caso in cui i costi effettivi siano inferiori ai costi riconosciuti, sia nel caso in cui i costi effettivi siano superiori ai costi riconosciuti;
 - riportando al 2020 i costi riferiti al 2018, applicando coefficienti annuali di aggiornamento che riflettono i tassi di inflazione rilevanti ai fini dell'applicazione del meccanismo del *price-cap* e i tassi di recupero di produttività rispettivamente del quarto e del quinto periodo di regolazione;
 - confermare il 2018 quale anno di riferimento per la determinazione del costo effettivo, in coerenza con le scelte adottate anche per gli altri servizi regolati, essendo il 2018 l'anno più prossimo all'inizio del nuovo periodo di regolazione per il quale risultino disponibili i dati dei rendiconti annuali separati;
 - determinare il costo effettivo sostenuto nel 2018 per ciascuna attività e funzione, sulla base dei dati riportati nei rendiconti annuali separati resi disponibili dalle imprese distributrici all'Autorità che riflettano costi di natura ricorrente, escludendo i costi la cui copertura è già implicitamente garantita nei meccanismi di regolazione (ad esempio tramite la remunerazione del rischio) o in relazione ai quali il riconoscimento non risulta compatibile con un'attività svolta in regime di monopolio sulla base della quantificazione di tali costi non riconoscibili come risulta dagli stessi rendiconti annuali separati;
 - in relazione alla fissazione dei tassi di recupero di produttività per il quinto periodo di regolazione (*x-factor*):
 - con riferimento al *servizio di distribuzione - gestione delle infrastrutture di rete*, confermare le ipotesi riportate nel documento per la consultazione 410/2019/R/GAS, valutando come adeguata la potenza dell'incentivo all'efficientamento che deriva dal trasferire con gradualità,

entro il 2025, le maggiori efficienze conseguite nel quarto periodo di regolazione e considerata l'esigenza di prevedere comunque un percorso di convergenza dei costi riconosciuti con graduale assorbimento della differenziazione per cluster dimensionale;

- con riferimento al *servizio di commercializzazione della distribuzione e della misura*, confermare l'ipotesi di riassorbire i maggiori recuperi di efficienza conseguiti nel quarto periodo di regolazione come prospettati nel documento per la consultazione 410/2019/R/GAS;
 - con riferimento al *servizio di misura – installazione e manutenzione dei misuratori* e al servizio di misura - *raccolta, validazione e registrazione dei dati*, sulla base delle evidenze disponibili in relazione al livello dei costi effettivi, che alla fine del quarto periodo di regolazione sono risultati superiori ai costi riconosciuti, prevedere che per il primo semi-periodo di regolazione l'*x-factor* sia posto pari a zero e che in occasione della revisione *infra*-periodo sia valutato, sulla base di specifici approfondimenti sui costi effettivi e sui costi prospettici, l'obiettivo per recuperi di efficienza da applicare nel secondo semi-periodo di regolazione;
 - in linea generale, prevedere che in occasione della revisione *infra*-periodo, siano valutati gli eventuali effetti delle politiche ambientali definite a livello comunitario sulle dinamiche dei punti di riconsegna serviti e valutare le modalità di allocazione del rischio tra clienti finali e imprese;
 - confermare l'applicazione di un *x-factor* decrescente all'interno del periodo di regolazione, a parità di livello obiettivo e a parità di orizzonte temporale per il raggiungimento del livello obiettivo, comporta l'applicazione di livelli dell'*x-factor* nei primi anni superiori rispetto al livello medio e di conseguenza, essendo l'*x-factor* del quinto periodo regolatorio utilizzato per l'aggiornamento al 2020 dei livelli dei costi da riconoscere, livelli iniziali dei costi riconosciuti nel 2020 inferiori a quelli che si determinerebbero nell'ipotesi di applicazione di un *x-factor* costante;
- in relazione al riconoscimento di costi operativi relativi alle gestioni d'ambito:
- confermare l'impostazione già adottata nel quarto periodo di regolazione che era già stata prevista valutando: da un lato, i profili di neutralità sotto il profilo della concorrenza per il mercato, offrendo eguali condizioni a tutti i soggetti che partecipano alla gara, che conducono alla fissazione di corrispettivi che non tengono conto della dimensione del soggetto che si aggiudica la gara; dall'altro lato, le esigenze di tutela ai clienti finali del servizio, garantendo un certo livello di estrazione di rendite indipendentemente dagli esiti delle gare per l'affidamento del servizio e prevedendo criteri di gradualità per la determinazione del livello dei costi unitari;

- in relazione al riconoscimento di costi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali e da mutamenti del quadro normativo:
 - confermare le ipotesi prospettate nel documento per la consultazione 410/2019/R/GAS.

RITENUTO OPPORTUNO:

- con riferimento ad alcune tematiche specifiche relative al servizio di misura, tenendo conto di quanto emerso nella consultazione:
 - in relazione al riconoscimento dei costi relativi alle letture di *switch*:
 - alla luce delle osservazioni pervenute, prevedere che per il primo semi-periodo di regolazione il livello del costo *standard* riconosciuto per ciascuna lettura di *switch* che eccede il numero di letture di *switch* effettuate nel 2018 sia mantenuto a 5 euro e che la revisione di tale costo *standard* sia rinviata alla revisione *infra*-periodo anche sulla base dei dati relativi al numero delle letture di *switch* effettuate nel periodo 2019-2021 e tenuto conto dell'andamento delle installazioni degli *smart meter*;
 - in relazione al riconoscimento dei costi relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e concentratori:
 - confermare le ipotesi formulate nel documento per la consultazione 410/2019/R/GAS;
 - in relazione ai riconoscimenti in acconto, prevedere che la determinazione dell'ammontare in acconto sia effettuata considerando l'ultimo anno per il quale risultino disponibili i dati, attualmente il 2016, in quanto dati relativi ad anni precedenti potrebbero riflettere configurazioni contrattuali per scelte *buy* non più aggiornate, e prevedere eventuali aggiornamenti del valore dell'acconto, qualora nel periodo di applicazione risultino disponibili dati per anni più recenti;
 - in relazione al dimensionamento del tetto per l'anno 2023, dare seguito all'osservazione formulata in sede di consultazione che segnalava un errore materiale;
 - in relazione ai costi relativi alle verifiche metrologiche:
 - dare seguito alle ipotesi indicate nel documento per la consultazione 410/2019/R/GAS, prevedendo un adeguamento dell'importo in acconto a 50 euro (rispetto ai 30 euro prospettati), anche al fine di tenere parzialmente conto delle indicazioni emerse in tal senso nell'ambito della consultazione;
 - dare al mandato al Direttore della Direzione Infrastrutture di fissare con propria determina le modalità per il riconoscimento degli importi a copertura delle verifiche metrologiche nel triennio 2020-2022.

RITENUTO CHE:

- con riferimento agli incentivi alle aggregazioni tra operatori:
 - tenuto conto di quanto emerso nell'ambito della consultazione, sia necessario svolgere un approfondimento per valutare i profili concorrenziali segnalati, valutando contestualmente la possibilità di prevedere sia misure specifiche di rafforzamento di operatori nei singoli ATEM, sia misure per aggregazioni generalizzate e prevedendo eventuali modulazioni in funzione delle dimensioni dei soggetti coinvolti nelle operazioni di aggregazione, al fine dell'adozione di un provvedimento entro il 30 giugno 2020, applicabile anche ad aggregazioni concluse nel 2019 successivamente alla pubblicazione del documento per la consultazione 410/2019/R/GAS.

RITENUTO OPPORTUNO:

- in relazione ai criteri di riconoscimento del capitale, alla luce di quanto emerso dalla consultazione:
 - in generale, confermare gli orientamenti illustrati nel documento per la consultazione 410/2019/R/GAS;
 - in relazione ai criteri di riconoscimento del capitale investito centralizzato:
 - dare seguito alle ipotesi prospettate nel documento per la consultazione 410/2019/R/GAS, in quanto l'ipotesi (avanzata da un'impresa nell'ambito della consultazione) di introdurre differenziazioni dei riconoscimenti, in funzione della dimensione dell'impresa, è contraria agli obiettivi di sviluppo efficiente del servizio; inoltre, misure transitorie, volte a favorire la gradualità nei percorsi di efficientamento del settore, sono state comunque previste in relazione alle modalità di determinazione dei costi operativi;
 - in relazione ai criteri di riconoscimento del capitale investito di località:
 - dare seguito alle ipotesi indicate nel documento per la consultazione 410/2019/R/GAS l'Autorità, che sono risultate sostanzialmente condivise nell'ambito della consultazione;
 - in relazione al trattamento delle RAB disallineate rispetto alle medie di settore:
 - confermare l'impostazione prevista nel documento 410/2019/R/GAS;
 - prevedere che il Direttore della Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling* definisca, con propria determina, i criteri di procedurali con le modalità applicative per il trattamento delle RAB disallineate;
 - in relazione ai nuovi investimenti:
 - con riferimento all'esigenza di favorire uno sviluppo efficiente degli investimenti, prevedere che:
 - siano riconosciuti, in generale, solo investimenti effettuati in condizioni di economicità;

- siano svolti ulteriori approfondimenti con le imprese distributrici e gli enti locali concedenti in relazione alla predisposizione di linee guida per lo svolgimento delle analisi costi-benefici, nell'ambito di uno specifico procedimento al fine dell'adozione di un provvedimento dell'Autorità;
- possano essere ammessi ai riconoscimenti tariffari i soli costi relativi a investimenti che rispettino condizioni minime di sviluppo ritenute ragionevoli dall'Autorità o che siano supportati da analisi costi-benefici valutate positivamente dall'Autorità;
- con riferimento agli investimenti realizzati sulla base delle gare d'ambito, non siano in ogni caso ammissibili a riconoscimento tariffario la quota parte dell'investimento relativa a quanto le imprese si impegnano a offrire in sede di gara ai sensi di quanto previsto dall'articolo 13, comma 1, lettera c, del decreto 226/11;
- in relazione agli schemi di regolazione incentivante per gli investimenti nelle reti di distribuzione, avviare un procedimento finalizzato all'introduzione di schemi di regolazione incentivante per i costi di capitale relativi al servizio di distribuzione, fondato su logiche di riconoscimento a costi *standard* e che fornisca incentivi di potenza comparabile a quelli previsti dal meccanismo del *price-cap* per l'aggiornamento dei costi operativi, prevedendo che possa trovare applicazione a partire dagli investimenti realizzati nel 2022, anche tenuto conto delle esigenze di adeguamento dei sistemi contabili necessari per supportare gli ipotizzati schemi incentivanti;
- in relazione ai tetti ai riconoscimenti tariffari per gli investimenti nelle reti di distribuzione:
 - confermare, anche per il quinto periodo di regolazione, l'adozione di tetti ai riconoscimenti tariffari nella misura fissata con la deliberazione 704/2016/R/GAS, prevedendo che il valore del tetto sia aggiornato annualmente applicando il deflatore degli investimenti fissi lordi, prevedendo che sia applicato a tutte le località con anno di prima fornitura successivo al 2017, indipendentemente dall'anno di affidamento della concessione; infatti, come chiarito sopra, il rispetto del criterio di efficienza (di cui all'articolo 1 della legge 481/95) è un principio generale dell'ordinamento tariffario e risulta incompatibile con esso il riconoscimento di investimenti che non risultino economici; in tale prospettiva, e in un contesto in cui le imprese distributrici operano in ambiti tariffari che trascendono il perimetro dell'impianto gestito, il tetto individuato rappresenta una soglia al di là della quale si ritiene che non sia rispettato tale principio;
 - dare seguito alla revisione delle modalità applicative adottate con la deliberazione 98/2019/R/GAS, in particolare prevedendo che il tetto trovi applicazione agli investimenti realizzati nelle località con anno di prima fornitura successivo al 2017 confermando l'orientamento a prevedere un

- regime articolato in più fasi, come individuate nel medesimo documento per la consultazione 410/2019/R/GAS;
- in relazione al riconoscimento tariffario degli investimenti in turboespansori installati presso le cabine di riduzione e misura:
 - confermare l'orientamento ad adottare riconoscimenti basati su costi *standard* che riflettano il costo evitato dell'installazione di espansori tradizionali, al fine di evitare sussidi incrociati tra servizi e in particolare di evitare che sui clienti finali del servizio di distribuzione del gas vadano a gravare oneri relativi alla produzione di energia elettrica;
 - in ogni caso, nei limiti della normativa primaria vigente e tenuto conto delle disposizioni in materia di separazione funzionale, prevedere che siano effettuati ulteriori approfondimenti volti a valutare la necessità di chiarire la compatibilità della produzione di energia elettrica, comunque di entità marginale, da parte delle imprese distributrici di gas naturale nell'ambito di progetti di efficientamento nella gestione delle reti di distribuzione;
 - in relazione agli investimenti relativi al servizio di misura:
 - confermare il rinvio della revisione dei costi *standard* agli investimenti effettuati nel 2022, con applicazione quindi nel secondo semi-periodo, come prospettato nel documento per la consultazione 410/2019/R/GAS;
 - confermare l'ipotesi di revisione dei pesi indicata nel documento per la consultazione 487/2019/R/GAS, in quanto la prospettata riduzione del peso attribuito ai costi *standard* consente di riallineare la potenza dell'incentivo previsto per le spese di capitale a quella prevista per i costi operativi, evitando così che le scelte delle imprese siano condizionate da asimmetrie negli incentivi, e sostiene l'adozione di soluzioni di più elevata qualità;
 - valutare l'ipotesi di riconoscere i costi residui non ammortizzati degli *smart meter* dismessi nella prima fase di *roll out*;
 - in relazione alla valorizzazione dei misuratori che vengono disinstallati e poi nuovamente installati in altri punti di riconsegna:
 - confermare il principio che la rimozione e la successiva reinstallazione degli stessi misuratori debbano essere neutrali in termini di impatto sul valore riconosciuto dei cespiti ai fini regolatori;
 - prevedere che il Direttore della Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling* svolga i necessari approfondimenti per individuare soluzioni operative che minimizzino gli oneri amministrativi per la gestione della procedura e consentano l'applicazione del principio di neutralità richiamato al punto precedente;
 - in relazione ai criteri di valutazione del capitale circolante netto e delle poste rettificative:
 - confermare l'impostazione già adottata nel quarto periodo di regolazione;
 - in relazione al trattamento dei contributi:

- rivedere l'ipotesi prospettata nel documento per la consultazione 410/2019/R/GAS relativa alle modalità di trattamento della quota dei c.d. contributi “congelati”, in relazione alle esigenze di garantire maggiore gradualità e stabilità tariffaria; a tal fine, sia opportuno prevedere, in particolare, di dare seguito alle ipotesi formulate nell'ambito della consultazione che prevedono l'adozione di un orizzonte temporale per il pieno “scongelamento” dei contributi allineato rispetto all'orizzonte temporale di restituzione dei contributi soggetti a degrado, da attuarsi: (i) mediante l'applicazione di quote costanti di “scongelamento”; (ii) mediante opportune variazioni del parametro kg_1 già previsto dall'articolo 14, comma 14.1, della RTDG 2014-2019, e la modulazione degli ammortamenti; (iii) mediante opportune variazioni del parametro kg_2 , già previsto dal medesimo articolo 14, comma 14.1, della RTDG 2014-2019;
- prevedere che entro il 31 marzo 2020, con modalità definite con determina del Direttore della Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling*, le imprese distributrici che abbiano esteso il perimetro delle località acquisite per effetto di processi di aggregazione societaria, quali acquisizioni di rami d'azienda, fusioni o incorporazioni o per effetto di subentro nella gestione del servizio a seguito di affidamento mediante gara di livello comunale o sovracomunale, possano chiedere per le nuove località acquisite l'applicazione del regime di degrado graduale;
- in relazione alla durata delle vite utili regolatorie ai fini della determinazione degli ammortamenti:
 - confermare le ipotesi formulate nell'ambito della consultazione, ritenendo adeguate le vite utili già riportate nella RTDG 2014-2019 e ritenendo opportuno rinviare a successivi approfondimenti le tematiche relative al trattamento del valore residuo di misuratori non ammortizzati nell'ipotesi in cui, per effetto dello spegnimento della rete 2G, si renda necessaria una sostituzione anticipata degli *smart meter* di prima generazione già installati;
- in relazione al riconoscimento dei costi residui di misuratori tradizionali di classe inferiore o uguale a G6 sostituiti con *smart meter*:
 - dare seguito alle ipotesi prospettate nel documento per la consultazione 410/2019/R/GAS, prevedendo che l'orizzonte temporale per la restituzione dell'IRMA sia non inferiore a cinque anni;
 - prevedere che il Direttore della Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling*, mediante propria determinazione, individui soluzioni operative coerenti con gli obiettivi indicati al punto precedente, al fine di valutare, in particolare, le modalità opportune per gestire il raccordo tra dismissioni regolatorie e dismissioni contabili.

RITENUTO OPPORTUNO:

- in relazione alla determinazione del tasso di remunerazione del capitale investito, tenuto conto di quanto emerso dalla consultazione:
 - dare seguito all'ipotesi di allineamento dei coefficienti coefficiente β per i servizi di distribuzione e misura, in quanto il quadro regolatorio previsto per i due servizi (diversamente da quanto sostenuto da alcuni operatori) risulta omogeneo, con la conseguenza che differenziazioni nei riconoscimenti del rischio sistematico, tipicamente considerato nell'ambito della regolazione tariffaria, non appaiono giustificate;
 - non modificare il livello del coefficiente β per il servizio di distribuzione, in considerazione del fatto che il quadro regolatorio rispetto al periodo precedente è sostanzialmente immutato e che pertanto, come peraltro già deciso per altri servizi regolati del settore del gas, appare ragionevole dare continuità al livello di tale coefficiente assunto nelle determinazioni del tasso di remunerazione del capitale investito.

RITENUTO CHE:

- con riferimento alla regolazione tariffaria delle reti isolate alimentate con gas naturale liquefatto (reti isolate di GNL):
 - sia opportuno dare seguito alle ipotesi indicate nel documento per la consultazione 410/2019/R/GAS, al fine di favorire uno sviluppo efficiente del servizio nel rispetto del principio di economicità;
 - sia opportuno prevedere sin d'ora che i costi connessi a depositi di stoccaggio criogenico e ai rigassificatori locali, nel caso di interconnessione con il sistema nazionale di trasporto, qualora non ancora completamente ammortizzati sotto il profilo regolatorio, non siano riconosciuti in tariffa, in quanto tali cespiti non rientrano tra quelli necessari alla distribuzione del gas naturale in reti interconnesse con il sistema nazionale di trasporto;
 - sia peraltro opportuno, in coerenza con alcune esigenze emerse in consultazione, prevedere che anche per le reti isolate di GNL (come per le reti isolate di gas naturale compresso), a condizione che esista comunque un progetto di interconnessione autorizzato e comunque per un periodo non superiore a cinque anni, su istanza dell'impresa interessata, possa essere applicata la disciplina generale prevista per le reti interconnesse e che, decorso inutilmente il termine di cinque anni, le reti isolate di GNL siano gestite come ambiti tariffari separati limitati al singolo impianto (ambiti tariffari reti isolate di GNL);
 - sia opportuno prevedere, in conseguenza della decisione di cui al punto precedente (che assimila, per quanto possibile, le reti isolate di GNL e le reti isolate di gas naturale compresso), che nei casi in cui le reti isolate di GNL

siano gestite da operatori che, nella stessa regione gestiscano anche reti isolate alimentate con carro bombolaio, possa essere presentata istanza per l'unificazione degli ambiti tariffari reti isolate di GNL e gli ambiti tariffari reti isolate alimentate con carro bombolaio;

- in occasione della riforma del sistema tariffario per il secondo semiperiodo regolatorio, sia opportuno valutare se, successivamente all'avvio delle gestioni d'ambito, sia possibile assimilare le reti isolate di GNL alle reti interconnesse, in quanto l'ambito di socializzazione dei costi coinciderebbe con l'ambito di concessione e quindi le ricadute in termini di costo del servizio rimarrebbero all'interno di un perimetro rispetto al quale gli enti locali concedenti e le imprese che gestiscono il servizio risultano informate e responsabilizzate.

RITENUTO CHE:

- con riferimento alla regolazione tariffaria delle reti isolate alimentate con carro bombolaio:
 - sia opportuno dare seguito alle ipotesi formulate nel documento per la consultazione 410/2019/R/GAS;
 - in particolare, sia opportuno prevedere che, su istanza dell'impresa interessata, possa essere applicata la disciplina generale prevista per le reti interconnesse, a condizione che esista comunque un progetto di interconnessione autorizzato e comunque per un periodo non superiore a cinque anni, trascorso inutilmente il quale le reti isolate alimentate con carro bombolaio oggetto dell'istanza, saranno escluse dagli ambiti tariffari previsti in base alla disciplina sino ad allora applicata e costituiranno ambiti tariffari separati limitati alla porzione di rete in cui insiste l'impianto ("ambiti tariffari reti isolate alimentate con carro bombolaio"); tale meccanismo avrebbe l'evidente finalità di promuovere l'effettiva realizzazione dell'interconnessione in un termine ritenuto ragionevole;
 - sia in ogni caso opportuno, in relazione a quanto indicato al punto precedente, prevedere specifiche disposizioni a tutela dei clienti finali connessi alle reti isolate che possano trovare applicazione, qualora sia trascorso il termine di cinque anni senza che sia stata realizzata l'interconnessione;
 - in coerenza con quanto indicato per le reti isolate di GNL, sia opportuno in occasione della riforma del sistema tariffario per il secondo periodo regolatorio, valutare se, successivamente all'avvio delle gestioni d'ambito, sia possibile assimilare in modo permanente le reti isolate alimentate con carro bombolaio alle reti interconnesse.

RITENUTO CHE:

- con riferimento alla definizione del sistema tariffario del servizio di distribuzione del gas naturale:
 - sia opportuno, in linea generale, confermare le ipotesi formulate nel documento per la consultazione 410/2019/R/GAS; ciò anche in ragione di quanto argomentato nel precedente gruppo di considerati vertente su tale tema, con particolare riferimento al fatto (già chiarito dall’Autorità sin dalla deliberazione 237/00) secondo cui il servizio gas, diversamente da quello elettrico, non riveste caratteristiche di servizio insostituibile, in quanto si rivolge a necessità e tipi di utilizzo che possono essere soddisfatti per mezzo di altre fonti energetiche, anche con impatto ambientale comparabile, con la conseguenza che, nel caso del servizio di distribuzione del gas, l’universalità del servizio si esprima nella sua disponibilità a condizioni di costo che riflettano condizioni economiche trasparenti, mentre non appaia giustificata la diffusione generalizzata del servizio, che comporterebbe aggravii nel costo del soddisfacimento dei fabbisogni energetici del Paese;
 - in relazione alla prospettiva di metanizzazione della Sardegna sia comunque opportuno, in disparte l’esito del procedimento sopra richiamato:
 - che sia effettuato lo studio indipendente, di cui al punto 7 della deliberazione 335/2019/R/GAS, finalizzato a una più ampia valutazione, in logica di analisi costi-benefici, 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, al fine di fornire un quadro analitico trasparente e basato su valutazioni puntuali, a supporto delle necessarie decisioni sul futuro energetico dell’isola;
 - confermare l’istituzione di uno specifico ambito tariffario Sardegna;
 - prevedere, peraltro, che, al fine di tenere comunque conto, nei limiti chiariti nell’ambito del richiamato gruppo di considerati, delle esigenze di garantire forme di compensazione parziale e transitoria le quali, nel rispetto dei principi di efficienza ed economicità, da un lato, evitino una eccessiva penalizzazione per l’impresa in fase di avvio e, dall’altro lato, mantengano l’interesse per la medesima impresa a evitare sviluppi non economici (i cui costi rimarrebbero in larga misura a suo carico);
 - a tal fine, prevedere transitoriamente, per un periodo non superiore a tre anni, l’introduzione di una specifica componente tariffaria *CE* della tariffa obbligatoria, espressa in euro/pdr, applicata ai soli punti di riconsegna serviti nella Regione Sardegna, pari alla differenza tra il livello della tariffa obbligatoria che verrebbe determinata con riferimento alla sola Sardegna e il livello della tariffa obbligatoria dell’Ambito meridionale (che attualmente risulta essere quello caratterizzato da costi più elevati per gli utenti del servizio), e prevedere che il minor gettito sia

compensato nell'ambito dei meccanismi di perequazione con copertura mediante la componente UG1 della medesima tariffa obbligatoria;

- prevedere che, nelle more dello svolgimento dello studio indipendente finalizzato a una più ampia valutazione, in logica di analisi costi-benefici, delle opzioni disponibili in relazione all'adeguamento infrastrutturale del sistema energetico della regione Sardegna, i soggetti che gestiscono reti isolate di GNL o reti isolate alimentate con carro bombolaio possano presentare istanza per l'applicazione della disciplina generale prevista per le reti interconnesse, anche in assenza un progetto di interconnessione autorizzato, comunque per un periodo non superiore a cinque anni;
- prevedere che in ogni caso, al termine del periodo di cinque anni, qualora non sia realizzata l'interconnessione con il sistema nazionale di trasporto, siano adottate soluzioni tariffarie che garantiscano la tutela dei clienti finali che si sono connessi a tali reti e che limitino il rischio sopportato dai clienti finali in relazione a investimenti effettuati in tali ambiti, responsabilizzando le imprese distributrici;
- non sia possibile prevedere l'istituzione di una tariffa unica nazionale destinata agli usi di autotrazione, in quanto la richiesta emersa nell'ambito della consultazione si risolve in una richiesta di definire una tariffa speciale *ad hoc* per una tipologia di consumo finale, la quale risulta incoerente con il complesso dell'assetto tariffario che si intende adottare e particolarmente discriminatoria nei confronti di tutte le altre possibili tipologie di usi finali; a quest'ultimo riguardo, inoltre, non si ravvisano (né in sede di consultazione sono stati prodotti) elementi che possano connotare tale tipologia di consumi in modo tale da giustificare un trattamento così differenziato;
- sia inoltre opportuno avviare sin d'ora un procedimento per la riforma del sistema tariffario da applicare nel secondo semi-periodo del quinto periodo regolatorio, valutando:
 - a) in relazione alla determinazione della tariffa di riferimento (che dimensiona il vincolo ai ricavi ammessi delle imprese distributrici), una possibile revisione delle variabili di scala, considerando in particolare la possibilità che quota parte del vincolo sia fissato in funzione dei volumi distribuiti;
 - b) in relazione alla tariffa obbligatoria applicata nei punti di riconsegna, una possibile revisione della struttura della tariffa del servizio di distribuzione, della sua articolazione tra quote fisse e quote variabili, nonché dell'attuale articolazione in scaglioni tariffari;
 - c) sempre in relazione alla tariffa obbligatoria applicata nei punti di riconsegna, una possibile revisione degli ambiti tariffari, da condurre con l'obiettivo di favorire uno sviluppo del servizio improntato a criteri di economicità, al fine di evitare aggravii nel costo del soddisfacimento dei fabbisogni energetici del Paese che saranno già toccati dalle politiche di decarbonizzazione e al fine responsabilizzare maggiormente

enti locali e imprese nell'estensione e nello sviluppo del servizio, evitando di incentivare comportamenti, i cui costi sarebbero coperti da altre imprese e/o dalla collettività degli utenti, consentendo altresì maggiore flessibilità nelle scelte locali connesse alle politiche di decarbonizzazione; in relazione a tali obiettivi, nell'ambito del procedimento sarà approfondito l'orientamento di definire ambiti tariffari in coerenza con quelli previsti per l'affidamento del servizio, consentendo però agli enti locali concedenti di concordare aggregazioni anche solo ai fini tariffari di ambiti tariffari appartenenti alla stessa regione, prevedendo opportune forme transitorie di compensazione per i clienti finali di durata triennale per le aree di nuova metanizzazione con costi unitari elevati (mediante l'applicazione di una specifica componente tariffaria CE, espressa in euro/pdr, di segno negativo, simile a quella attualmente introdotta con riferimento alle peculiari esigenze della Regione Sardegna);

- d) in relazione alla determinazione dei costi riconosciuti alle imprese distributrici, l'introduzione di meccanismi a tutela dei clienti finali che limitino il rischio sopportato dai medesimi clienti finali in relazione a investimenti effettuati nelle aree di nuova metanizzazione con costi unitari elevati, responsabilizzando di conseguenza le imprese distributrici;
- e) al proseguimento della riforma dei contributi di connessione, nell'ottica di rendere maggiormente omogenei i criteri per l'applicazione dei contributi di connessione sul territorio nazionale.

RITENUTO CHE:

- con riferimento alla regolazione tariffaria delle reti di distribuzione di gas di fonte fossile diversi dal naturale:
 - sia opportuno dare seguito alle ipotesi formulate nel documento per la consultazione 410/2019/R/GAS.

RITENUTO, INFINE, OPPORTUNO:

- prevedere che ai fini di integrare i criteri di regolazione per il secondo semi-periodo del quinto periodo regolatorio sia avviato un procedimento finalizzato alla definizione di modalità di riconoscimento parametriche per la copertura dei costi dei sistemi di telelettura/telegestione e dei concentratori, fondate su analisi di efficienza;
- prevedere una disciplina transitoria relativa all'applicazione della regolazione tariffaria in materia di reti isolate di GNL e di reti isolate alimentate con carro bombolaio, in particolare:
 - con riferimento alle reti isolate di GNL e a alle reti isolate alimentate con carro bombolaio già in esercizio al 31 dicembre 2019, in relazione

all'esigenza di consentire una transizione ordinata al nuovo assetto, prevedere che per l'anno 2020 prosegua il trattamento già applicato nel precedente periodo di regolazione e che le imprese distributrici che gestiscono tali reti possano presentare istanza entro il 30 giugno 2020 per l'assimilazione alle reti di distribuzione con il sistema nazionale di trasporto, limitatamente a un periodo di cinque anni che decorre dall'1 gennaio 2021;

- che le istanze di cui al precedente punto siano corredate da documentazione idonea a comprovare l'esistenza un progetto autorizzato di interconnessione con il sistema di trasporto nazionale, ad esclusione delle reti isolate situate in Sardegna, in relazione alle quali vale quanto già sopra precisato

DELIBERA

1. di approvare la Parte II del Testo Unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025 (TUDG), relativa alla Regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025 (RTDG 2020-2025), allegata alla presente deliberazione (Allegato A) che trova applicazione nel periodo 1 gennaio 2020- 31 dicembre 2025;
2. di prevedere che entro il 31 marzo 2020, con modalità definite con determina del Direttore della Direzione Infrastrutture, le imprese distributrici che abbiano esteso il perimetro delle località acquisite per effetto di processi di aggregazione societaria, quali acquisizioni di rami d'impresa, fusioni o incorporazioni o per effetto di subentro nella gestione del servizio a seguito di affidamento mediante gara di livello comunale o sovracomunale, possano chiedere per le nuove località acquisite l'applicazione del regime di degrado graduale;
3. di avviare un procedimento finalizzato all'introduzione di schemi di regolazione incentivante per i costi di capitale relativi al servizio di distribuzione, fondato su logiche di riconoscimento a costi *standard* e che fornisca incentivi di potenza comparabile a quelli previsti dal meccanismo del *price-cap* per l'aggiornamento dei costi operativi, prevedendo che possa trovare applicazione a partire dagli investimenti realizzati nel 2022, anche tenuto conto delle esigenze di adeguamento dei sistemi contabili necessari per supportare gli ipotizzati schemi incentivanti;
4. ai fini di integrare i criteri di regolazione per il secondo semi-periodo del quinto periodo regolatorio di avviare un procedimento finalizzato alla definizione di modalità di riconoscimento parametriche per la copertura dei costi dei sistemi di telelettura/telegestione e dei concentratori, fondate su analisi di efficienza;
5. di avviare un procedimento per la riforma del sistema tariffario, valutando: a) in relazione alla determinazione della tariffa di riferimento che dimensiona il vincolo ai ricavi ammessi delle imprese distributrici una possibile revisione delle

- variabili di scala, considerando in particolare la possibilità che quota parte del vincolo sia fissato in funzione dei volumi distribuiti; b) in relazione alla tariffa obbligatoria applicata nei punti di riconsegna, una possibile revisione della struttura della tariffa del servizio di distribuzione, della sua articolazione tra quote fisse e quote variabili, nonché dell'attuale articolazione in scaglioni tariffari; c) sempre in relazione alla tariffa obbligatoria applicata nei punti di riconsegna, una possibile revisione degli ambiti, nell'ottica di ridurre gli ambiti di socializzazione ai limiti della concessione per ATEM secondo le precisazioni riportate in motivazione; d) l'introduzione di meccanismi a tutela dei clienti finali prevedere che limitino il rischio sopportato dai clienti finali in relazione a investimenti effettuati nelle aree di nuova metanizzazione con costi unitari elevati, responsabilizzando di conseguenza le imprese distributrici; e) al proseguimento della riforma dei contributi di connessione, nell'ottica di rendere maggiormente omogenei i criteri per l'applicazione dei contributi di connessione sul territorio nazionale;
6. in relazione al procedimento di cui al punto 5 della presente deliberazione dare mandato al Direttore della Direzione Infrastrutture in coordinamento con il Direttore della Direzione Mercati Retail e tutele dei consumatori di energia e con il Direttore della Direzione Advocacy Consumatori e Utenti, per i profili di competenza;
 7. di dare al mandato al Direttore della Direzione Infrastrutture di fissare con propria determina le modalità per la determinazione degli importi a copertura delle verifiche metrologiche nel triennio 2020-2022;
 8. di dare mandato al Direttore della Direzione Infrastrutture di adottare una determina per la revisione delle modalità di stratificazione *standard* del valore di rimborso individuata nell'articolo 25 della RTDG 2014-2019, mediante lo sviluppo di una procedura basata sugli stati di consistenza che devono essere obbligatoriamente forniti in occasione delle gare d'ambito;
 9. di dare mandato al Direttore della Direzione competente di definire con propria determina i criteri di procedurali con le modalità applicative per il trattamento delle RAB disallineate;
 10. di dare mandato al Direttore della Direzione Infrastrutture, in relazione alla valorizzazione dei misuratori che vengono disinstallati per l'effettuazione delle verifiche metrologiche e poi nuovamente installati in altri punti di riconsegna, di definire con propria determina le soluzioni operative che minimizzino gli oneri amministrativi per la gestione delle verifiche e consentano la neutralità in termini di impatto sul valore riconosciuto dei cespiti ai fini regolatori;
 11. in relazione al riconoscimento dei costi residui di misuratori tradizionali di classe inferiore o uguale a G6 sostituiti con *smart meter*, di dare mandato al Direttore della Direzione Infrastrutture di adottare una determina per la definizione di soluzioni operative per gestire il raccordo tra dismissioni regolatorie e dismissioni contabili;
 12. di sostituire, con decorrenza dall'1 gennaio 2020, il comma 6.14, lettera i) del TIUC con il seguente: verifica periodica *ex lege* dei gruppi di misura di cui

- al punto a);
13. di prevedere che siano effettuati opportuni approfondimenti per verificare la compatibilità della produzione di energia elettrica, di entità marginale, da parte delle imprese distributrici con la regolazione in materia di separazione funzionale;
 14. di prevedere una disciplina transitoria relativa all'applicazione della regolazione tariffaria in materia di reti isolate di GNL e di reti isolate alimentate con carro bombolaio, in particolare:
 - a. con riferimento alle reti isolate di GNL e a alle reti isolate alimentate con carro bombolaio già in esercizio al 31 dicembre 2019, in relazione all'esigenza di consentire una transizione ordinata al nuovo assetto, prevedere che per l'anno 2020 prosegua il trattamento già applicato nel precedente periodo di regolazione e che le imprese distributrici che gestiscono tali reti presentino istanza entro il 30 giugno 2020 per l'assimilazione alle reti di distribuzione con il sistema nazionale di trasporto, limitatamente a un periodo di cinque anni che decorre dall'1 gennaio 2021;
 - b. di prevedere che le istanze di cui al precedente punto siano corredate da documentazione idonea a comprovare che esista un progetto di interconnessione con il sistema di trasporto nazionale autorizzato, escluse le reti isolate situate in Sardegna;
 15. di prevedere che il valore del parametro β^{asset} , come definito al comma 1.1 del TIWACC, relativo ai servizi di distribuzione e misura del gas naturale per il periodo 2020-2023 sia fissato pari a 0,439 e siano di conseguenza aggiornate le Tabelle 3 e 4 del TIWACC per il periodo fino al 2021;
 16. di pubblicare il presente provvedimento e la Parte II del TUDG sul sito internet dell'Autorità www.arera.it.

27 dicembre 2019

IL PRESIDENTE
Stefano Besseghini