

**DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE**

**410/2019/R/GAS**

**CRITERI PER LA REGOLAZIONE TARIFFARIA DEI SERVIZI  
DI DISTRIBUZIONE E MISURA DEL GAS NEL QUINTO  
PERIODO DI REGOLAZIONE**

Mercato di incidenza: gas

*15 ottobre 2019*

### **Premessa**

*Il presente documento per la consultazione si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 23 ottobre 2018, 529/2018/R/GAS (di seguito: deliberazione 529/2018/R/GAS) ai fini della formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità per l'erogazione dei servizi di distribuzione e misura del gas nel quinto periodo di regolazione, che si avvia successivamente al 31 dicembre 2019.*

*La presente consultazione fa seguito alla pubblicazione del documento per la consultazione 7 maggio 2019, 170/2019/R/GAS (di seguito: documento per la consultazione 170/2019/R/GAS), nel quale 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 e del documento per la consultazione 30 luglio 2019, 338/2019/R/GAS (di seguito: documento per la consultazione 338/2019/R/GAS), nel quale sono stati illustrati gli orientamenti dell'Autorità per la durata del periodo di regolazione e per la regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas nel quinto periodo.*

*Nel presente documento sono illustrati gli orientamenti dell'Autorità in relazione ai criteri di regolazione tariffaria che troveranno applicazione a partire dall'anno 2020.*

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità le proprie osservazioni e proposte in forma scritta, compilando l'apposito modulo interattivo disponibile sul sito internet dell'Autorità o tramite posta elettronica all'indirizzo [infrastrutture@arera.it](mailto:infrastrutture@arera.it), entro il 15 novembre 2019.*

*Le osservazioni e le proposte pervenute saranno pubblicate sul sito internet dell'Autorità. Pertanto, qualora i partecipanti alla consultazione intendano salvaguardare la riservatezza di dati e informazioni, motiveranno tale richiesta contestualmente a quanto inviato in esito al presente documento, evidenziando in apposite appendici le parti che si intendono sottrarre alla pubblicazione. In tale caso i soggetti interessati dovranno inviare su supporto informatico anche la versione, priva delle parti riservate, destinata alla pubblicazione.*

**Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente  
Direzione Infrastrutture Energia e Unbundling  
Corso di Porta Vittoria, 27 - 20122 Milano**

*e-mail: [infrastrutture@arera.it](mailto:infrastrutture@arera.it)*

*sito internet: [www.arera.it](http://www.arera.it)*

## INDICE

<b>PARTE I ASPETTI INTRODUTTIVI.....</b>	<b>5</b>
1 Oggetto della consultazione .....	5
2 Obiettivi dell'intervento dell'Autorità.....	6
3 Struttura del documento .....	7
<b>PARTE II CRITERI GENERALI E TEMPISTICHE .....</b>	<b>8</b>
4 Scelte di fondo della regolazione tariffaria.....	8
5 Tempistiche per l'implementazione delle riforme .....	8
<b>PARTE III COSTI OPERATIVI E MECCANISMI DI INCENTIVAZIONE ALLE AGGREGAZIONI.....</b>	<b>11</b>
6 Criteri generali di riconoscimento dei costi operativi per le gestioni comunali 11	
7 Fissazione del tasso di recupero di produttività ( <i>X-factor</i> ) per le gestioni comunali .....	16
8 Copertura dei costi operativi nelle gestioni d'ambito .....	22
9 Costi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo o dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale	24
10 Incentivi alle aggregazioni tra operatori .....	25
<b>PARTE IV COSTI DI CAPITALE.....</b>	<b>28</b>
11 Criteri generali.....	28
12 Struttura e composizione dei costi di capitale.....	28
13 Criteri di riconoscimento dei costi di capitale centralizzato.....	28
14 Criteri di riconoscimento dei costi di capitale di località.....	30
15 Nuovi investimenti nelle reti di distribuzione .....	34
16 Investimenti relativi al servizio di misura .....	41
17 Trattamento delle <i>RAB</i> disallineate rispetto alle medie di settore.....	41
18 Circolante netto e poste rettificative .....	43
19 Trattamento dei contributi .....	44
20 Vite utili e ammortamenti.....	46
21 Dismissioni di misuratori tradizionali per la sostituzione con <i>smart meter</i> .....	46
22 Tasso di remunerazione del capitale investito .....	49

<b>PARTE V SISTEMA TARIFFARIO .....</b>	<b>55</b>
<b>23 Il sistema tariffario per il primo triennio del quinto periodo regolatorio .....</b>	<b>55</b>
<b>24 Tariffa di riferimento .....</b>	<b>56</b>
<b>25 Vincolo ai ricavi ammessi .....</b>	<b>58</b>
<b>26 Tariffa obbligatoria .....</b>	<b>61</b>
<b>27 Meccanismi di perequazione.....</b>	<b>64</b>
<b>PARTE VI GAS DIVERSI DAL NATURALE .....</b>	<b>69</b>
<b>28 Ipotesi di regolazione tariffaria .....</b>	<b>69</b>
<b>29 Perimetro di applicazione della regolazione tariffaria dell’Autorità .....</b>	<b>69</b>
<b>30 Criteri di riconoscimento dei costi operativi.....</b>	<b>69</b>
<b>31 Criteri di riconoscimento dei costi di capitale.....</b>	<b>70</b>
<b>32 Ambiti tariffari gas diversi e struttura dell’opzione tariffaria gas diversi .....</b>	<b>70</b>
<b>PARTE VII RETI ISOLATE DI DISTRIBUZIONE DI GAS NATURALE .....</b>	<b>71</b>
<b>33 Regolazione delle reti isolate alimentate con gas naturale liquefatto (GNL)..</b>	<b>71</b>
<b>34 Reti alimentate con carro bombolaio (gas naturale compresso) .....</b>	<b>72</b>

## PARTE I

### ASPETTI INTRODUTTIVI

#### 1 Oggetto della consultazione

- 1.1 Il presente documento per la consultazione si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione 529/2018/R/GAS ai fini della formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità per l'erogazione dei servizi di distribuzione e misura del gas nel quinto periodo di regolazione, che si avvia successivamente al 31 dicembre 2019.
- 1.2 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 del documento con il riferimento a gas naturale si comprendono anche i gas aggiuntivi o i gas sostitutivi immessi nelle reti di distribuzione del gas naturale. Tali gas, aggiuntivi o sostitutivi del gas naturale, non rientrano invece nella definizione di gas diversi dal naturale, che come precisato nel seguito, si riferisce invece ai gas di fonte fossile diversi dal gas naturale o loro sostituti di fonte rinnovabile.
- 1.3 La presente consultazione fa seguito alla pubblicazione del documento per la consultazione 170/2019/R/GAS, nel quale 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 e del documento per la consultazione 338/2019/R/GAS, nel quale sono stati illustrati gli orientamenti dell'Autorità per la durata del periodo di regolazione e per la regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas nel quinto periodo.
- 1.4 Nel presente documento sono illustrati gli orientamenti dell'Autorità in relazione al quadro di sviluppo delle riforme dei criteri di regolazione da portare a compimento all'interno del quinto periodo di regolazione e i criteri di regolazione tariffaria che trovano applicazione a partire dall'anno 2020.
- 1.5 In relazione al servizio di misura la presente consultazione indica gli orientamenti per la regolazione tariffaria del servizio di misura per il triennio 2020-2022. Al fine di dare stabilità agli investimenti nel lungo periodo, inoltre, ulteriori ipotesi di evoluzione della regolazione tariffaria per il triennio 2023-2025 saranno trattati in uno specifico documento per la consultazione dedicato al servizio di misura, la cui pubblicazione è prevista nell'ultimo bimestre dell'anno, nel quale l'Autorità intende, partendo dallo stato di attuazione dei programmi di installazione degli *smart meter*, analizzare congiuntamente le tematiche relative agli obblighi di installazione, le tematiche relative alla regolazione della *performance* del servizio e le questioni relative al riconoscimento dei costi.

- 1.6 In ragione dell'esigenza di trattare in modo organico questioni trasversali ai servizi di distribuzione e trasporto del gas, le tematiche relative all'innovazione nelle reti saranno sviluppate congiuntamente in uno specifico documento per la consultazione, la cui pubblicazione è prevista anch'essa nell'ultimo bimestre dell'anno.

## **2 Obiettivi dell'intervento dell'Autorità**

- 2.1 Nel documento per la consultazione 170/2019/R/GAS l'Autorità ha individuato le quattro principali sfide che interessano il settore della distribuzione del gas naturale in Italia: il processo di riforma delle modalità di affidamento del servizio mediante gare d'ambito; gli obiettivi di contrastare il cambiamento climatico, che implicano l'adozione di politiche di decarbonizzazione dell'energia; la digitalizzazione; il decentramento produttivo.
- 2.2 Nel documento per la consultazione 338/2019/R/GAS, alla luce degli orientamenti individuati nel Quadro strategico 2019-2021, approvato con la deliberazione dell'Autorità 18 giugno 2019, 242/2019/A (di seguito: Quadro strategico 2019-2021), l'Autorità ha confermato gli obiettivi generali individuati nell'ambito della 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*.

- 2.3 La definizione dei criteri di regolazione tariffaria è guidata dagli obiettivi di efficienza dei costi e di adeguatezza delle infrastrutture rispetto alle sfide della sostenibilità, indicati nel Quadro strategico 2019-2021 come il minimo comune denominatore cui si orienta l'azione regolatoria dell'Autorità in tutti i settori di competenza. In particolare, rilevano l'obiettivo OS 4 (Sostenere l'innovazione con sperimentazioni e ricerca) e l'obiettivo OS 20 (Regolazione per obiettivi di spesa e di servizio).

### **3 Struttura del documento**

- 3.1 Il presente documento di consultazione, oltre alla presente parte introduttiva (Parte I), contiene sei ulteriori parti e in particolare:
- Parte II – Criteri generali e tempistiche
  - Parte III – Costi operativi e meccanismi di incentivazione alle aggregazioni
  - Parte IV – Costi di capitale
  - Parte V - Il sistema tariffario
  - Parte VI – Gas diversi dal naturale
  - Parte VII – Reti isolate in cui è distribuito gas naturale
- 3.2 Il documento è completato da tre appendici:
- Appendice 1 – Stratificazione del VRN in assenza di stratificazione puntuale
  - Appendice 2 – Linee guida per lo svolgimento di analisi costi-benefici per le gare gas
  - Appendice 3 – Determinazione dell'immobilizzato lordo parametrico

## PARTE II

### CRITERI GENERALI E TEMPISTICHE

#### 4 Scelte di fondo della regolazione tariffaria

- 4.1 Nel documento per la consultazione 170/2019/R/GAS l'Autorità ha indicato l'obiettivo di dare sostanziale continuità alla regolazione tariffaria del servizio di distribuzione e di prevedere, nel contempo, l'introduzione di schemi di regolazione incentivante per il riconoscimento dei costi relativi ai nuovi investimenti.
- 4.2 In linea generale, pertanto, l'Autorità intende confermare l'impostazione dell'attuale sistema tariffario che prevede la determinazione del costo riconosciuto agli operatori sulla base di uno schema a *building block* (costi operativi, ammortamenti e remunerazione del capitale investito) e che prevede 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. Un meccanismo di perequazione, applicato per impresa, consente di coprire gli squilibri tra ricavi ammessi dalla tariffa di riferimento e ricavi effettivi ottenuti applicando la tariffa obbligatoria.
- 4.3 Per i costi relativi al servizio di distribuzione viene confermato in una prima fase l'approccio ibrido, con logiche incentivanti per il riconoscimento dei costi operativi e dei costi di capitale centralizzato e logiche a consuntivo per il riconoscimento degli ammortamenti e del livello di capitale investito, mentre in una seconda fase è prevista l'introduzione di schemi di regolazione incentivante per il riconoscimento dei costi di capitale di località.
- 4.4 Per il servizio di misura l'Autorità ha indicato l'obiettivo di assestare la regolazione tariffaria, già improntata a logiche incentivanti sia per il riconoscimento dei costi operativi, sia per il riconoscimento dei costi di capitale.
- 4.5 L'impostazione dell'Autorità è risultata largamente condivisa nell'ambito della consultazione.

#### 5 Tempistiche per l'implementazione delle riforme

- 5.1 Nel documento per la consultazione 170/2019/R/GAS, l'Autorità, considerato l'attuale contesto e i ritardi nello svolgimento delle gare d'ambito ha individuato un cronoprogramma dei possibili interventi regolatori per il quinto periodo di regolazione, ipotizzando di definire le regole da applicare nel primo semi-periodo

- (2020-2022) in sostanziale continuità di criteri con il quarto periodo di regolazione.
- 5.2 Nel medesimo documento non sono invece state individuate ipotesi sulle tempistiche in relazione all'eventuale introduzione di meccanismi di aggregazioni tra operatori in attuazione delle disposizioni dell'articolo 23, comma 4, del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93<sup>1</sup> (di seguito: decreto legislativo 93/11), ritenendo necessario primariamente valutare se sussista l'esigenza di adottare misure specifiche in materia di aggregazioni.
  - 5.3 In relazione al cronoprogramma ipotizzato nell'ambito della consultazione alcuni soggetti hanno condiviso l'impostazione, altri hanno evidenziato che le ipotesi formulate dall'Autorità siano troppo stringenti anche alla luce dei notevoli cambiamenti prospettici che impatteranno sul settore sia inerenti alle gare gas sia al quadro di politica energetica del Paese.
  - 5.4 È stata segnalata l'esigenza di limitare il numero di interventi all'interno del periodo di regolazione, al fine di rendere il quadro regolatorio più stabile.
  - 5.5 È stata evidenziata come critica l'ipotesi di introdurre incentivi all'efficienza sulle spese di capitale del servizio di distribuzione a partire dal 2021, in relazione alla necessità di sviluppare una ulteriore importante fase di analisi, finalizzata, da una parte, a verificare la congruità dei parametri di calcolo assunti e, dall'altra, a modificare le prassi contabili amministrative aziendali, non orientate ad oggi su modelli di rendicontazione per fini tariffari basati su una consuntivazione per centri di costo, in grado di allineare le grandezze fisiche degli interventi con i relativi valori di bilancio degli investimenti nel tempo con il necessario grado di granularità.
  - 5.6 L'Autorità, che assume l'esigenza di certezza e stabilità della regolazione come un obiettivo primario della propria azione, ritiene, da un lato, che prevedere un piano di riforme, anche se scaglionato nel tempo all'interno del quinto periodo di regolazione, non incida sul grado di certezza e stabilità della regolazione, dall'altro, che sia indispensabile migliorare il rispetto delle tempistiche previste per l'implementazione delle riforme.
  - 5.7 Ciò considerato l'Autorità è orientata a consolidare il piano di interventi prospettato nel documento per la consultazione 170/2109/R/GAS, tenendo conto delle osservazioni pervenute, limitando di conseguenza gli interventi con decorrenza all'interno del primo semi-periodo, e individuando le tempistiche per l'introduzione di un meccanismo di incentivo alle aggregazioni, le cui ragioni e i cui dettagli applicativi sono illustrati nel seguito.

---

<sup>1</sup> L'Autorità per l'energia elettrica e il gas può adottare misure, anche tariffarie, per promuovere l'aggregazione dei distributori di gas naturale con meno di 50.000 clienti.

**Tabella 1 – Interventi che entrano in vigore nel primo semi-periodo**

<b>Decorrenza</b>	<b>Intervento previsto</b>
2020	<ul style="list-style-type: none"> <li>• determinare i livelli iniziali dei costi operativi e <i>dell’X-factor</i> per l’aggiornamento annuale dei medesimi costi operativi</li> <li>• definire il parametro <math>\beta</math> in relazione ai costi di capitale</li> <li>• rivedere i pesi da attribuire a costi effettivi e costi <i>standard</i> per la valorizzazione di nuovi investimenti in <i>smart meter</i></li> </ul>
Entro il 2023	<ul style="list-style-type: none"> <li>• introdurre incentivi all’efficienza sulle spese di capitale del servizio di distribuzione</li> <li>• strumenti di supporto all’innovazione nelle reti e funzionalità avanzate di <i>metering</i></li> <li>• messa a punto regolazione della <i>performance</i> del servizio di misura</li> </ul>

**Tabella 2 – Interventi che entrano in vigore nel secondo semi-periodo**

<b>Decorrenza</b>	<b>Intervento previsto</b>
2023	<ul style="list-style-type: none"> <li>• in coerenza con le tempistiche di aggiornamento del TIWACC e con la durata del PWACC, rivedere il livello di <i>gearing</i></li> <li>• valutare l’eventuale fissazione di obiettivi di recupero di efficienza più sfidanti rispetto a quelli previsti a inizio periodo per le imprese di maggiori dimensioni, orientati a un mero riassorbimento dei recuperi di efficienza già conseguiti al 2017, sulla base di specifici approfondimenti sui costi delle imprese, mediante lo svolgimento di analisi di produttività</li> <li>• applicare modalità di riconoscimento parametriche per la copertura dei costi dei sistemi di telelettura/telegestione e dei concentratori, fondate su analisi di efficienza</li> <li>• meccanismo di responsabilizzazione delle imprese di distribuzione in relazione alle grandezze che contribuiscono alla formazione del c.d. delta<sup>10</sup></li> <li>• dare attuazione alla riforma della struttura della tariffa del servizio di distribuzione del gas naturale</li> <li>• completare la riforma dei contributi di connessione</li> </ul>

## PARTE III

### COSTI OPERATIVI E MECCANISMI DI INCENTIVAZIONE ALLE AGGREGAZIONI

#### 6 Criteri generali di riconoscimento dei costi operativi per le gestioni comunali

##### *Fissazione livelli iniziali*

- 6.1 L'Autorità nel documento per la consultazione 170/2019/R/GAS, in relazione ai criteri di riconoscimento dei costi operativi ha prospettato di confermare il criterio del *price-cap* e ha indicato l'orientamento a prevedere che il livello iniziale per il 2020 per ciascuna attività e funzione sia fissato come media ponderata dei costi effettivi, come desumibili nei rendiconti annuali separati 2018, e dei costi riconosciuti nel medesimo anno. Per la ponderazione l'Autorità, nel medesimo documento ha ipotizzato pesi in un *range* tra il 40% e il 50% per i costi effettivi e tra il 50% e il 60% per i costi riconosciuti.

##### *Anno di riferimento per la determinazione dei livelli iniziali*

- 6.2 Nell'ambito della consultazione la scelta dell'anno di riferimento è risultata in generale condivisa. Un soggetto ha invece proposto di utilizzare la media del biennio 2017-2018.
- 6.3 In merito all'anno di riferimento, in coerenza con le scelte adottate anche per gli altri servizi regolati, l'Autorità ritiene preferibile fare riferimento a un anno il più possibile prossimo all'inizio del nuovo periodo di regolazione. Verranno in ogni caso effettuate analisi anche in relazione ai costi di anni precedenti al fine di intercettare eventuali fenomeni di *cost-padding*.
- 6.4 Il 2018, tenuto conto dei tempi di messa a disposizione dei dati, risulta l'anno più prossimo a quello di applicazione delle tariffe.

##### *Ripartizione dei maggiori recuperi di produttività conseguiti nel quarto periodo di regolazione*

- 6.5 Rispetto ai criteri di ripartizione dei maggiori recuperi di produttività conseguiti nel quarto periodo di regolazione, nell'ambito della consultazione operatori di rete e loro associazioni hanno in generale condiviso l'ipotesi di dare maggior peso ai costi riconosciuti.
- 6.6 L'Autorità, alla luce delle osservazioni pervenute nell'ambito della consultazione che ben rappresentano il punto di vista delle imprese, valutate le esigenze di tutela dei clienti finali e l'importanza di offrire un quadro stabile di incentivi

all'efficienza, intende prevedere una simmetrica ripartizione tra clienti finali e imprese delle maggiori efficienze conseguite nel quarto periodo di regolazione, prevedendo che un completo trasferimento ai clienti finali di tali maggiori efficienze sia previsto, come si vedrà meglio in seguito, entro la fine del periodo regolatorio.

- 6.7 In altri termini l'Autorità, ai fini della determinazione del costo riconosciuto utilizzato per il calcolo dei parametri tariffari a copertura dei costi operativi nel primo anno del quinto periodo regolatorio ( $OPEX_{18}$ ), è orientata a prevedere un peso del 50% per i costi effettivi nell'anno di riferimento ( $COE_{18}$ ) e un peso del 50% per i costi riconosciuti nel medesimo anno ( $COR_{18}$ ).
- 6.8 In particolare, la determinazione dei maggiori recuperi di produttività:
- per la gestione delle infrastrutture di rete del servizio di distribuzione verrà effettuata per *cluster* omogenei di imprese (grandi, medie e piccole). Il  $COR_{18}$  è determinato come somma dei prodotti dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi fissati per l'anno 2018 ( $t(dis)_{2018,d,r}^{ope}$ ), come riportati nella Tabella 4, lettera a), della RTDG<sup>2</sup>, per il numero dei punti di riconsegna attivi serviti;
  - con riferimento al servizio di commercializzazione il  $COR_{18}$  viene determinato a livello aggregato nazionale, come somma dei prodotti dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi fissati per l'anno 2018 ( $t(cot)_{2018}$ ), come riportati nella Tabella 5 della RTDG, per il numero dei punti di riconsegna attivi serviti;
  - per il servizio di misura – raccolta, validazione e registrazione, il  $COR_{18}$  è calcolato come somma dei prodotti dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi fissati per l'anno 2018 ( $t(rac)_{2018}^{ope}$ ), come riportati nella Tabella 5 della RTDG, per il numero dei punti di riconsegna attivi serviti;
  - per il servizio di misura – installazione e manutenzione, il  $COR_{18}$  è calcolato come somma dei prodotti dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi fissati per l'anno 2018 ( $t(ins)_{2018}^{ope,b}$  e  $t(ins)_{2018}^{ope,v}$ ), come riportati nella Tabella 5 della RTDG, per il numero dei punti di riconsegna attivi serviti.
- 6.9 Considerata la prospettiva delle gare per l'affidamento delle concessioni per ambito che dovrebbero costituire un'occasione di importante efficientamento del settore conseguito con strumenti di mercato in alternativa ai consueti strumenti regolatori e valutate le esigenze di rafforzare, come meglio si vedrà in seguito, la concorrenza per il mercato, nel caso in cui, in relazione alle imprese di più piccola dimensione, non siano state conseguite maggiori efficienze e che anzi il livello del costo effettivo sia maggiore del costo riconosciuto, l'Autorità è orientata a prevedere che il livello iniziale dei costi riconosciuti nel quinto periodo di

---

<sup>2</sup> La RTDG è la Parte II del TUDG, recante la Regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019.

regolazione sia fissato in funzione del livello del costo effettivo del 2018. Negli altri casi invece, in coerenza con l'approccio per gli altri servizi regolati del settore del gas, il livello iniziale sarà fissato in base al costo riconosciuto.

### ***Determinazione del costo effettivo nell'anno di riferimento (COE<sub>18</sub>)***

- 6.10 La determinazione del costo effettivo sostenuto dalle imprese distributrici per l'erogazione del servizio di distribuzione nell'anno dati 2018 per ciascuna attività e funzione è effettuata sulla base dei dati riportati nei rendiconti separati resi disponibili dalle imprese distributrici all'Autorità.
- 6.11 I costi operativi effettivi ammissibili al riconoscimento comprendono tutte le voci di costo di natura ricorrente sostenute nel 2018, riportate nei seguenti comparti:
- *impianti di distribuzione (articolo 6, comma 13, lettera a), del TIUC<sup>3</sup> e impianti di derivazione e allacciamento (articolo 6, comma 13, lettera b), del TIUC), ai fini della determinazione della componente a copertura dei costi operativi relativi al servizio di distribuzione;*
  - *operazioni commerciali funzionali all'erogazione del servizio di distribuzione e attività finalizzate alla costruzione dei bilanci energetici delle reti di distribuzione (articolo 6, comma 13, lettera f), del TIUC), per quanto riguarda la componente a copertura dei costi operativi relativi ai servizi di commercializzazione della distribuzione e della misura;*
  - *installazione e manutenzione dei misuratori nei punti di riconsegna delle reti di distribuzione (articolo 6, comma 14, lettera a), del TIUC); installazione e manutenzione dei misuratori nei punti di consegna e di riconsegna delle reti di trasporto, inclusi i punti di riconsegna corrispondenti alla fornitura ai clienti finali (articolo 6, comma 14, lettera b), del TIUC); installazione e manutenzione dei misuratori nei punti di interconnessione tra reti (articolo 6, comma 14, lettera c), del TIUC); installazione e manutenzione dei misuratori del potere calorifico e della qualità del gas (articolo 6, comma 14, lettera d), del TIUC), per quanto riguarda la componente a copertura dei costi operativi relativi alle funzioni di installazione e manutenzione dei misuratori;*
  - *verifica periodica ex lege dei dispositivi di conversione laddove presenti nei misuratori installati nei punti di riconsegna delle reti di distribuzione (articolo 6, comma 14, lettera i), del TIUC), per quanto riguarda la componente a copertura dei costi operativi relativi alle funzioni di installazione e manutenzione dei misuratori, limitatamente ai gruppi di misura di classe*

---

<sup>3</sup> TIUC è il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità in merito agli obblighi di separazione contabile (*unbundling* contabile) per le imprese operanti nei settori dell'energia elettrica, del gas e per i gestori del servizio idrico integrato e relativi obblighi di comunicazione, approvato con la deliberazione dell'Autorità 25 marzo 2016, 137/2016/R/COM.

maggiore di G6 conformi ai requisiti delle *Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas*<sup>4</sup>;

- *gestione dei dati di misura relativi* a misuratori installati nei punti di riconsegna delle reti di distribuzione e nei punti di interconnessione tra reti (*articolo 6, comma 14, lettere e), f) e g), del TIUC*), per quanto riguarda la componente a copertura dei costi operativi relativi alla funzione di raccolta, validazione e registrazione delle misure.

### **Costi non riconoscibili ai fini regolatori**

- 6.12 Ai fini della quantificazione del livello dei costi operativi effettivi dell'anno 2018 per ciascuna attività e funzione ( $COE_{18}$ ), l'Autorità non intende includere nei costi riconosciuti alcune voci per le quali la copertura è già implicitamente garantita nei meccanismi di regolazione (ad esempio tramite la remunerazione del rischio) o in relazione alle quali il riconoscimento risulta non compatibile con un'attività svolta in regime di monopolio. Coerentemente con quanto effettuato anche nei precedenti periodi di regolazione e nella regolazione del servizio elettrico, dunque, si intende non riconoscere le voci di costo relative a:
- a) accantonamenti e rettifiche operati esclusivamente in applicazione di norme tributarie;
  - b) gli oneri finanziari e le rettifiche di valore di attività finanziarie;
  - c) costi connessi all'erogazione di liberalità;
  - d) costi pubblicitari e di *marketing*, ad esclusione di oneri che derivino da obblighi posti in capo ai concessionari la cui copertura non sia assicurata da disposizioni specifiche;
  - e) oneri per sanzioni, penali, risarcimenti automatici e simili;
  - f) oneri straordinari;
  - g) spese processuali in cui la parte è risultata soccombente
  - h) gli oneri per le assicurazioni, qualora non espressamente previste da specifici obblighi normativi.
- 6.13 I costi operativi verranno altresì rettificati in funzione dei ricavi realizzati dall'eventuale cessione di beni o prestazioni di servizi non allocati, sul piano contabile, per la loro marginalità, ad altri comparti o ad altre attività.
- 6.14 Ai fini della determinazione dei costi operativi effettivi ai fini del confronto con il  $COR_{18}$  sono dedotti i ricavi ammessi connessi all'applicazione della componente della tariffa di riferimento  $t(dis)_t^{avv}$ .
- 6.15 Ai fini della puntuale valutazione dei costi non riconoscibili l'Autorità è orientata a confermare la decurtazione a *forfait* pari al 2%, in linea con quanto effettuato nei precedenti periodi di regolazione sulla base di specifiche analisi a campione.

---

<sup>4</sup> Le Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas sono state modificate in ultimo con la deliberazione dell'Autorità 18 dicembre 2018, 668/2018/R/GAS.

### **Aggiornamento al 2020**

6.16 Il costo calcolato per ciascuna attività, funzione o *cluster* dimensionale con riferimento al 2018 ( $OPEX_{18}$ ) è poi aggiornato al 2020 ( $OPEX_{20}$ ) sulla base della seguente formula:

$$OPEX_{20} = OPEX_{18} \cdot (1 + rpi_{18} - X^{QPR}) \cdot (1 + rpi_{19} - X^{QPR}) \cdot (1 + rpi_{20} - X^{VPR})$$

dove:

- $OPEX_{18}$  è il costo riferito all'anno dati 2018 utilizzato per il calcolo dei parametri tariffari a copertura dei costi operativi nel primo anno del quinto periodo regolatorio;
- $rpi_{18}$  ed  $rpi_{19}$  sono i tassi annui di inflazione rilevanti ai fini dell'applicazione del meccanismo del *price-cap* per la fissazione dei parametri da impiegare rispettivamente negli anni tariffe 2018 e 2019, pari rispettivamente a 0,58% e 0,85%;
- $rpi_{20}$  è il tasso di inflazione rilevante ai fini dell'applicazione del meccanismo del *price-cap* per la fissazione dei parametri da impiegare nell'anno tariffe 2020;
- $X^{QPR}$  è l'obiettivo annuo di recupero di produttività in vigore nel secondo triennio del quarto periodo di regolazione, per ciascuna attività, funzione o *cluster* dimensionale.
- $X^{VPR}$  è l'obiettivo annuo di recupero di produttività fissato per il quinto periodo di regolazione, per ciascuna attività, funzione o *cluster* dimensionale.

#### **Spunti per la consultazione**

S1. Osservazioni sulle ipotesi per la fissazione dei livelli iniziali delle componenti tariffarie a copertura dei costi operativi per le gestioni comunali.

## **7 Fissazione del tasso di recupero di produttività (*X-factor*) per le gestioni comunali**

### ***Gestione delle infrastrutture di rete – distribuzione del gas naturale***

- 7.1 Nel documento per la consultazione 170/2019/R/GAS, in relazione alla fissazione del tasso di recupero di produttività per il quinto periodo di regolazione, l’Autorità ha ipotizzato che la fissazione dell’*X-factor* sia effettuata con l’obiettivo di estrarre completamente i recuperi di produttività conseguiti nel quarto periodo regolatorio dalle imprese di maggiore dimensione e con l’obiettivo di riallineare i riconoscimenti relativi alle imprese medie e piccole ai livelli delle imprese di maggiore dimensione entro la fine del periodo di regolazione.
- 7.2 Rispetto all’orientamento di prevedere che entro la fine del quinto periodo di regolazione si possa raggiungere una piena convergenza nei riconoscimenti dei costi operativi relativi alla gestione delle infrastrutture di rete tra operatori di differenti dimensioni, nell’ambito della consultazione sono emerse posizioni differenziate.
- 7.3 Sono emerse esigenze di procedere con gradualità nel processo di convergenza, tenendo conto delle rilevanti differenze della situazione di partenza, richieste di coordinare il processo di convergenza dei riconoscimenti tariffari relativi ai costi operativi con una revisione dei criteri di riconoscimento dei costi di capitale centralizzato, prevedendone una differenziazione per classe dimensionale. Un soggetto ha richiesto di mantenere la differenziazione nei riconoscimenti dei costi per classe dimensionale.
- 7.4 Un soggetto, che condivide in linea generale l’impostazione ipotizzata dall’Autorità, ha segnalato che le imprese medie negli ultimi periodi regolatori hanno sempre avuto *x-factor* più sfidanti di quelli delle aziende grandi e per questo potrebbero incontrare difficoltà nell’efficientamento dei propri costi fino a raggiungere a fine periodo i livelli delle aziende di maggiori dimensioni. Il medesimo soggetto, in relazione alle imprese di piccola dimensione, anche in considerazione delle disposizioni volte a favorire le aggregazioni contenute nel decreto legislativo 93/11, condivide la necessità di accelerare il processo di convergenza di costi unitari riconosciuti a tali imprese verso livelli efficienti e a tal fine suggerisce di farli convergere verso i costi previsti per le aziende medie. Tale meccanismo sarebbe efficace per favorire le aggregazioni tra imprese.
- 7.5 A partire dalle posizioni emerse dalla consultazione l’Autorità ritiene opportuna una ulteriore riflessione su queste tematiche (differenziazione per *cluster* dimensionale dei riconoscimenti relativi ai costi operativi per la gestione delle infrastrutture di rete e dei costi di capitale centralizzato), anche in ragione degli impatti che i criteri di riconoscimento dei costi possono avere sul livello di

- concorrenza per le gare che, come risulta dagli studi disponibili, risulta piuttosto bassa, anche considerata la scarsa attesa di ingresso di nuovi operatori<sup>5</sup>.
- 7.6 Primi elementi da valutare sono il peso sul costo riconosciuto dei costi di capitale relativi a immobilizzazioni centralizzate<sup>6</sup> (6%) e dei costi operativi relativi alla gestione delle infrastrutture di rete (27%).
- 7.7 La componente tariffaria a copertura della remunerazione del capitale investito e degli ammortamenti relativi a immobilizzazioni centralizzate ( $t(cen)_t^{cap}$ ) non è differenziata sulla base della dimensione dell'impresa ed è determinata secondo logiche parametriche, anche in ottica di neutralità rispetto alle scelte *make or buy*. Nell'anno tariffe 2018 la componente  $t(cen)_{2018}^{cap}$  è pari 8,84 euro/pdr.
- 7.8 La componente a copertura dei costi operativi relativi al servizio di distribuzione vigente per le concessioni comunali o sovracomunali ( $t(dis)_{t,d,r}^{ope}$ ) è invece differenziata in base alla densità dell'utenza servita e alla dimensione dell'impresa distributrice.
- 7.9 In relazione alla dimensione dell'impresa distributrice la differenza del costo riconosciuto tra imprese grandi e imprese piccole è pari al 20,6% (in valore assoluto la differenza va da 8,58 euro/pdr<sup>7</sup> per le imprese che operano in aree ad alta densità a 10,15 euro/pdr per imprese che operano in aree a bassa densità), mentre la differenza tra imprese medie e imprese piccole è pari al 10% (in valore assoluto la differenza va da 3,30 euro/pdr per le imprese che operano in aree ad alta densità a 3,90 euro/pdr per imprese che operano in aree a bassa densità).
- 7.10 Tenuto conto del diverso valore di tali componenti e degli effetti che una differenziazione della componente  $t(cen)_t^{cap}$  potrebbe portare (si consideri che una differenziazione del 20% porterebbe a una differenziazione di circa 1,6-1,7 euro/pdr), al fine di contemperare le esigenze emerse nell'ambito della consultazione con gli orientamenti originariamente espressi nel documento per la consultazione 170/2019/R/GAS, l'Autorità ritiene opportuno non procedere a una segmentazione dei costi centralizzati per classe dimensionale delle imprese, valutando come più efficiente, in termini di semplificazione amministrativa, e al contempo, quale bilanciamento di tale orientamento, non portare a compimento il processo di convergenza dei riconoscimenti relativi ai costi operativi nel quinto periodo di regolazione. In particolare, rispetto a quanto indicato nel documento per la consultazione 170/2019/R/GAS, orientato alla piena convergenza dei riconoscimenti unitari, l'Autorità è orientata a prevedere il dimezzamento, al termine del periodo regolatorio, del *gap* oggi esistente rispettivamente nei

---

<sup>5</sup> Si veda per esempio la decisione dell'AGCM 25 gennaio 2018 su un'operazione di concentrazione tra operatori del settore della distribuzione gas.

<sup>6</sup> Le immobilizzazioni centralizzate comprendono immobili e fabbricati non industriali; altre immobilizzazioni materiali e immobilizzazioni immateriali, quali ad esempio sistemi di telegestione e telecontrollo, attrezzature, automezzi, sistemi informatici, mobili e arredi, licenze *software*.

<sup>7</sup> I valori riportati fanno sempre riferimento alle tariffe 2018.

- riconoscimenti unitari dei costi operativi relativi alla gestione delle infrastrutture di rete tra imprese grandi e imprese medie e tra imprese medie e imprese piccole.
- 7.11 Questa soluzione appare peraltro coerente con l'obiettivo di promozione della concorrenza, tenuto conto di quanto già indicato nel precedente paragrafo 7.5, rispetto al quale, nel capitolo dedicato alle incentivazioni alle aggregazioni saranno illustrate ulteriori ipotesi di intervento.
- 7.12 Per le imprese di grandi dimensioni l'Autorità intende confermare il proprio orientamento e prevedere che la fissazione dell'*X-factor* sia effettuata con l'obiettivo di trasferire ai clienti finali i recuperi di produttività conseguiti nel quarto periodo regolatorio nell'ambito del quinto periodo di regolazione.
- 7.13 In relazione all'esigenza di non penalizzare le imprese che nell'ottica di modernizzazione della gestione delle reti intendono sostenere investimenti in cespiti centralizzati nell'ambito di progetti di digitalizzazione ovvero che, in coerenza con gli obiettivi di decarbonizzazione intendono dare spazio nell'ambito della propria flotta aziendale a soluzione a basso impatto ambientale, l'Autorità intende prevedere specifici incentivi che saranno presentati nel documento per consultazione relativo alle tematiche dell'innovazione, citato nel paragrafo 1.6.
- 7.14 L'Autorità intende poi confermare l'approccio già adottato nei precedenti periodi di regolazione che prevede l'applicazione di un tasso di recupero di produttività costante all'interno del periodo di regolazione. Tale impostazione, in linea con le prassi internazionali di applicazione del meccanismo del *price cap*, è coerente con gli obiettivi di trasferimento ai clienti finali dei maggiori recuperi di produttività conseguiti nel periodo regolatorio precedente e con gli obiettivi di convergenza nei riconoscimenti unitari tra imprese di diversa dimensione.

### ***Servizio di commercializzazione***

- 7.15 Nel secondo triennio del quarto periodo di regolazione per l'aggiornamento della componente  $t(cot)$  a copertura dei costi operativi relativi ai servizi di commercializzazione della distribuzione e della misura è stato applicato un *X-factor* pari a 0%.
- 7.16 Tale scelta era dipesa dal forte aumento dei costi operativi riscontrati nel periodo 2011-2015.
- 7.17 Per il quinto periodo di regolazione l'Autorità intende prevedere che l'*X-factor* in relazione alla copertura dei costi operativi relativi ai servizi di commercializzazione della distribuzione e della misura sia fissato con l'obiettivo di estrarre completamente gli eventuali recuperi di produttività conseguiti nel quarto periodo regolatorio.

### ***Servizio di misura – installazione e manutenzione dei gruppi di misura***

- 7.18 Rispetto ai costi relativi alle funzioni di installazione e manutenzione dei gruppi di misura le scelte relative alla fissazione dell'*X-factor* saranno limitate al primo triennio del quinto periodo di regolazione. Tali scelte saranno effettuate successivamente all'elaborazione dei dati di costo relativi al 2018 e terranno conto delle dinamiche di sviluppo di tali costi nella prospettiva del *roll out* degli *smart meter*.
- 7.19 Come indicato nel paragrafo 1.5, in relazione al servizio di misura le ipotesi di evoluzione futura della regolazione tariffaria saranno trattati in uno specifico documento per la consultazione dedicato al servizio di misura, la cui pubblicazione è prevista entro la fine del mese di ottobre, nel quale l'Autorità intende fare il punto della situazione in relazione ai programmi di installazione degli *smart meter*, analizzando congiuntamente le tematiche relative agli obblighi di installazione, le tematiche relative alla regolazione della *performance* del servizio e le questioni relative al riconoscimento dei costi.

### ***Servizio di misura – raccolta, validazione e registrazione***

- 7.20 Nel quarto periodo di regolazione, in occasione dell'aggiornamento *infra-periodo*, l'Autorità, per quanto riguarda l'attività di raccolta, validazione e registrazione dei dati ha reputato opportuno non modificare gli obiettivi di recupero di produttività (pari a zero) già fissati nel primo triennio, confermandoli anche per il secondo, tenendo conto del fatto che il processo di sviluppo dello *smart metering* fosse tuttora in corso e che una modifica degli obiettivi di recupero di produttività - conseguiti soprattutto mediante la sostituzione del fattore lavoro con il fattore capitale, nello specifico con il processo di installazione degli *smart meter* - potrebbe risultare inopportuno, in quanto potrebbe depotenziare la spinta a investire in sistemi di *smart metering*.
- 7.21 Per il primo triennio del quinto periodo di regolazione, l'Autorità, in attesa di una più ampia riforma che sarà oggetto di una separata consultazione, intende prevedere che l'*X-factor* in relazione alla copertura dei costi operativi relativi al servizio di misura sia fissato con l'obiettivo di estrarre completamente gli eventuali recuperi di produttività conseguiti nel quarto periodo regolatorio.

#### ***Spunti per la consultazione***

- S2. Osservazioni sulle ipotesi di fissazione dell'*X-factor* per il primo triennio del quinto periodo di regolazione.

### ***Costi relativi alle letture di switch***

- 7.22 Nell'ambito dei meccanismi di perequazione, nel quarto periodo di regolazione era previsto il riconoscimento di un costo *standard* per le letture di *switch* pari a 5 euro, applicato al numero di letture di *switch* effettuate in eccedenza rispetto a quelle dell'anno 2011.
- 7.23 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*, l'Autorità intende prevedere l'abolizione graduale di tale riconoscimento. In particolare, l'Autorità intende prevedere che nel primo triennio del quinto periodo regolatorio il riconoscimento sia dimezzato e che nella seconda metà si proceda invece a un completo azzeramento di tale partita.
- 7.24 Per l'applicazione nel quinto periodo di regolazione il riconoscimento specifico aggiuntivo nell'ambito dei meccanismi di perequazione sarà limitato in ciascun anno al numero di letture di *switch* che eccede quelle effettuate nel 2018.

#### ***Spunti per la consultazione***

- S3. Osservazioni rispetto all'ipotesi relative al riconoscimento dei costi delle letture di *switch*.

### ***Riconoscimento di costi relativi a sistemi di telelettura/telegestione e concentratori***

- 7.25 Ritenendo ancora valido l'obiettivo di sostenere la fase di introduzione di nuove tecnologie per il servizio di misura, per il triennio 2020-2022 in aggiunta a quanto già riconosciuto a livello parametrico con la componente a copertura dei costi operativi relativi alla funzione di raccolta, validazione e registrazione *t(rac)*, l'Autorità intende confermare il regime di riconoscimento integrativo di costi a consuntivo effettivamente sostenuti dalle imprese, sulla base di opportune raccolte dati, dei costi operativi relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e concentratori.
- 7.26 Il meccanismo di riconoscimento integrativo di cui al punto precedente, in analogia con quanto già impostato per gli anni precedenti, si baserà sui seguenti principi:
- evitare la duplicazione nei riconoscimenti dei costi;
  - rispettare i principi contabili; in particolare riguarderà solamente 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 indipendentemente dall’approccio adottato (*make, buy* o ibrido).

- 7.27 Tali costi sono soggetti, come i costi di capitale relativi alle medesime funzioni a un tetto ai riconoscimenti.
- 7.28 In relazione all’esigenza di rendere il più possibile prossimi il tempo dei riconoscimenti tariffari con quello degli esborsi e di contenere gli oneri amministrativi connessi allo svolgimento di raccolte dati, l’Autorità è orientata a prevedere l’introduzione di riconoscimento in acconto, determinati in funzione dei riconoscimenti relativi all’anno 2016, nei limiti del tetto previsto.

#### ***Spunti per la consultazione***

- S4. Come si valuta l’ipotesi di introdurre anticipazioni in acconto, anche al fine di rendere omogeneo il trattamento delle imprese che effettuano investimenti in proprio e imprese invece che preferiscono esternalizzare il servizio?

#### ***Riconoscimento di costi relativi alle verifiche metrologiche***

- 7.29 L’Autorità per il triennio 2020-2022 intende 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.
- 7.30 In analogia a quanto prospettato per il riconoscimento a consuntivo dei costi relativi a sistemi di telelettura/telegestione e concentratori, l’Autorità è orientata a 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.

***Spunti per la consultazione***

S5. Come si valuta l'ipotesi di introdurre anticipazioni in acconto?

**8 Copertura dei costi operativi nelle gestioni d'ambito**

- 8.1 In linea generale l'Autorità è orientata a confermare gli istituti previsti nel quarto periodo regolatorio – di fatto rimasti inapplicati – per la copertura dei costi operativi relativi alle gestioni d'ambito.
- 8.2 L'Autorità intende 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.
- 8.3 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*.

***Componenti specifiche a copertura degli oneri previsti dal regolamento gare approvato con il decreto 12 novembre 2011***

- 8.4 In particolare l'Autorità intende confermare le specifiche componenti della tariffa di riferimento  $t(dis)_{t,g}^{cou}$  e  $t(dis)_{t,g}^{coa}$ , rispettivamente a copertura degli oneri connessi alla corresponsione alla stazione appaltante dell'*una tantum* di cui all'articolo 8, comma 1, del decreto 12 novembre 2011, n. 226 (di seguito: decreto 226/11), relativi all'anno  $t$  e riferiti all'ambito  $g$  e a copertura degli oneri connessi alla corresponsione alla stazione appaltante del corrispettivo annuale di cui all'articolo 8, comma 2, del decreto 226/11, relativi all'anno  $t$  e riferiti all'ambito  $g$ .
- 8.5 In coerenza con i criteri fissati nel quarto periodo di regolazione, in relazione alla componente tariffaria a copertura dell'*una tantum*, l'Autorità intende prevedere, tenendo conto dell'esigenza di certezza dei flussi tariffari per i soggetti che partecipano alla gara e dell'esigenza di stabilità delle tariffe, che i costi relativi alla corresponsione del corrispettivo *una tantum* siano riconosciuti per la durata del periodo di concessione, come quota annua di ammortamento dell'onere sostenuto.
- 8.6 La quota annua di ammortamento dell'*una tantum* è calcolata come rata annua posticipata di ammortamento di un debito, determinato secondo logiche finanziarie di ammortamento a rata costante, assumendo un tasso di

attualizzazione pari al livello del tasso rendimento del capitale di debito utilizzato ai fini della determinazione del WACC.

### ***Componenti a copertura dei costi operativi***

- 8.7 In relazione alle componenti tariffarie a copertura dei costi operativi relativi alla gestione delle infrastrutture di rete del servizio di distribuzione l'Autorità intende confermare la soluzione adottata per il quarto periodo di regolazione.
- 8.8 In particolare, l'Autorità intende prevedere l'applicazione di una componente tariffaria -  $t(dis)_{t,d,g}^{ope}$  - a copertura dei costi operativi relativi al servizio di distribuzione che risultano gestite sulla base di gestioni d'ambito, differenziata in base alla densità  $d$ , relativa al perimetro servito in gestione d'ambito nell'anno  $t$ - $I$ , come individuato sulla base della configurazione comunicata in sede di raccolta dati e alla dimensione dell'ambito di concessione  $g$ .
- 8.9 In relazione alla dimensione dell'ambito si distinguono gli ambiti che servono oltre 300.000 punti di riconsegna e gli ambiti che servono fino a 300.000 punti di riconsegna.
- 8.10 La densità è calcolata considerando le sole località dell'ambito nelle quali è stata avviata la gestione del servizio per ambito.
- 8.11 Nel primo anno di gestione del servizio per ambito i corrispettivi a copertura dei costi operativi sono 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;
  - 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.
- 8.12 Ai fini degli aggiornamenti tariffari per il secondo e terzo anno di gestione per ambito, si applica un *X-factor* pari a 0%.
- 8.13 Nel secondo triennio di gestione del servizio per ambito i corrispettivi a copertura dei costi operativi sono determinati secondo i seguenti criteri:
- per gli ambiti che servono oltre 300.000 punti di riconsegna, a partire dal quarto anno della gestione per ambito si assumono 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. Tali valori unitari sono aggiornati annualmente sulla base dell'*X-factor* previsto per le imprese di grandi dimensioni;
  - per gli ambiti che servono fino a 300.000 punti di riconsegna, in ottica di gradualità:

- nel quarto anno di affidamento si considerano con un peso pari al 50% i corrispettivi previsti per le gestioni comunali o sovracomunali per le imprese di media dimensione e con un peso pari al 50% i corrispettivi previsti per le gestioni comunali o sovracomunali per le imprese di grande dimensione;
- nel quinto anno di affidamento si considerano con un peso pari al 25% i corrispettivi previsti per le gestioni comunali o sovracomunali per le imprese di media dimensione e con un peso pari al 75% i corrispettivi previsti per le gestioni comunali o sovracomunali per le imprese di grande dimensione;
- nel sesto anno di affidamento si considerano con un peso pari al 100% i corrispettivi previsti per le gestioni comunali o sovracomunali per le imprese di grande dimensione.

***Spunti per la consultazione***

S6. Osservazioni rispetto alle ipotesi di riconoscimento dei costi per le gestioni d'ambito.

**9 Costi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo o dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale**

- 9.1 In coerenza con le indicazioni della legge 14 novembre 1995, n. 481, è prevista 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, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale<sup>8</sup>.
- 9.2 L'attivazione di tale tasso di variazione richiede in ogni caso lo svolgimento di analisi che consenta una puntuale valutazione degli effetti a livello di settore e non di singole imprese distributrici.

---

<sup>8</sup> Per il terzo periodo di regolazione si fa riferimento, in particolare, alle disposizioni contenute nel comma 41.1, lettera c) della RTDG, con riferimento al servizio di distribuzione, e nel comma 42.1, lettera c) della RTDG con riferimento ai servizi di commercializzazione e misura.

## 10 Incentivi alle aggregazioni tra operatori

- 10.1 Come ricordato nel documento per la consultazione 170/2109/R/GAS, nella definizione delle regole per il quarto periodo di regolazione l'Autorità ha ritenuto che l'obiettivo di favorire aggregazioni tra operatori individuato dal decreto legislativo 93/11 potesse essere perseguito sia mediante lo svolgimento delle nuove gare sia nell'ambito delle misure per l'uscita anticipata dai contratti di concessione in essere con scadenza posteriore a quella delle gare.
- 10.2 Nel documento per la consultazione 170/2109/R/GAS l'Autorità, considerato il perdurare della situazione di stallo rispetto al processo di svolgimento delle gare d'ambito per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas, ha indicato l'orientamento a valutare se sussista l'esigenza di introdurre specifici incentivi alle aggregazioni tra operatori entro il quinto periodo regolatorio.
- 10.3 Nell'ambito della consultazione, rispetto alle tematiche degli incentivi all'aggregazione degli operatori un'associazione ritiene che una concreta razionalizzazione del settore possa essere perseguita solo attraverso lo svolgimento delle gare. Tale associazione ritiene preferibile che siano adottate misure volte a semplificare i processi di gara, quali ad esempio una revisione al rialzo delle soglie per l'accesso ai regimi semplificati di valutazione degli scostamenti VIR<sup>9</sup>-RAB<sup>10</sup>. La stessa associazione, peraltro, valuta con favore meccanismi di incentivo alle aggregazioni, quali l'applicazione di un minor *x-factor* o una maggiorazione del WACC per un certo numero di anni successivi all'operazione di aggregazione, ovvero, in chiave ancora più incentivante la possibilità di introdurre un riconoscimento anticipato del VIR.
- 10.4 Un'associazione evidenzia come il processo di aggregazione vada naturalmente portato a compimento a seguito delle gare d'ambito.
- 10.5 Un'associazione ha segnalato che nuove forme di incentivo potrebbero diminuire la possibilità per le imprese di distribuzione di minori dimensioni di competere e partecipare alle gare e che qualora vengano valutati nuovi meccanismi di incentivo è necessario che non si configurino come penalizzazioni alle imprese di minori dimensioni.
- 10.6 Un'associazione ha condiviso l'ipotesi di introdurre specifici incentivi alle aggregazioni e ha suggerito di reintrodurre il meccanismo incentivazione già in vigore nel terzo periodo regolatorio<sup>11</sup>, anche in relazione all'esigenza di continuità

---

<sup>9</sup> VIR è il valore di rimborso al gestore uscente.

<sup>10</sup> RAB è il valore delle immobilizzazioni nette di località riconosciuto dalla regolazione tariffaria, al netto dei contributi pubblici in conto capitale e dei contributi privati relativi ai cespiti di località.

<sup>11</sup> Il comma 58.1 dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 6 novembre 2008, ARG/gas 159/08, come successivamente modificato e integrato, prevede che nel caso in cui nel corso del terzo periodo di regolazione una località passasse dalla titolarità di un soggetto giuridico alla titolarità di altro soggetto giuridico in conseguenza di operazioni di concentrazione tra imprese, tali da ridurre il numero complessivo delle imprese medesime e incrementare il numero di clienti attivi serviti da uno stesso soggetto giuridico, i vincoli ai ricavi ammessi per tutto il periodo successivo al secondo anno dalla data di efficacia

rispetto a strumenti regolatori rivelatisi efficaci e in considerazione della sua semplicità applicativa, tenendo conto della minimizzazione degli oneri amministrativi per il sistema.

- 10.7 I processi di aggregazione osservati negli ultimi anni hanno visto protagonisti principalmente gli operatori di grande dimensione che hanno per lo più acquisito imprese di piccola dimensione. Questi processi, ad avviso dell'Autorità, che pur favoriscono il miglioramento dell'efficienza, non necessitano di incentivi specifici.
- 10.8 Al fine di rafforzare la concorrenza per il mercato, che passa per un ampliamento della platea dei soggetti che possono partecipare alle gare potendo competere da posizione di adeguata forza, l'Autorità intende valutare l'ipotesi di prevedere incentivi mirati che possano favorire le aggregazioni tra imprese di dimensione medio-piccola, favorendo la creazione di realtà di maggiore dimensione e forza competitiva.
- 10.9 Nello specifico l'Autorità intende valutare l'ipotesi di introdurre forme di incentivo mirate 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.
- 10.10 Quanto alla forma dell'incentivo, l'Autorità è orientata a prevedere sia un incentivo sui costi operativi, sia un incentivo sui costi di capitale.
- 10.11 In relazione ai costi operativi l'Autorità intende prevedere:
- per le aggregazioni tra imprese di medie dimensioni: di prevedere l'applicazione di corrispettivi unitari a copertura dei costi operativi relativi alle infrastrutture di rete del servizio di distribuzione calcolati, per gli anni successivi al 2020, con il metodo del *price-cap*, prevedendo l'introduzione di uno specifico tasso di variazione pari al +1,5%, da applicare fino alla fine del quinto periodo regolatorio, quale premio per le aggregazioni da sommare agli altri elementi della formula di aggiornamento;
  - per le aggregazioni che coinvolgono una o più imprese di medie dimensioni e una o più imprese di piccole dimensioni, l'applicazione del meccanismo richiamato nella nota 9 che ha già trovato applicazione nel terzo periodo di regolazione
- 10.12 In relazione ai costi di capitale l'Autorità è orientata a prevedere che l'incentivo si sostanzi nella determinazione, a partire dal primo anno in cui ha efficacia l'operazione di aggregazione, del livello del capitale investito riconosciuto di località per le località delle imprese che si sono aggregate sulla base del valore di

---

dell'operazione di concentrazione e fino alla conclusione del terzo periodo regolatorio sarebbero stati calcolati assumendo come componente a copertura dei costi operativi della distribuzione quella propria dell'impresa distributtrice uscente nella medesima località.

rimborso, di cui all'articolo 5 del decreto 226/11, ovvero, in caso di indisponibilità del valore di rimborso e nel caso di valore delle immobilizzazioni nette disallineate rispetto alle medie di settore (c.d. RAB depresse), in funzione del valore lordo parametrico di cui all'articolo 23 della RTDG, applicato secondo quanto previsto dall'articolo 22 della medesima RTDG.

- 10.13 Gli incentivi troverebbero applicazione alle aggregazioni con efficacia a decorrere dal 2019.

S7. Osservazioni sulle ipotesi di introdurre incentivi alle aggregazioni tra operatori.

## PARTE IV

### COSTI DI CAPITALE

#### 11 Criteri generali

- 11.1 Come indicato nel capitolo 4, l’Autorità, in relazione al riconoscimento dei costi di capitale, è orientata a confermare logiche incentivanti per il riconoscimento dei costi di capitale centralizzato e, transitoriamente, limitatamente al più al 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, mentre per il servizio di misura l’Autorità ha indicato l’obiettivo di assestare la regolazione tariffaria, già improntata a logiche incentivanti anche per il riconoscimento dei costi di capitale.

#### 12 Struttura e composizione dei costi di capitale

- 12.1 I costi di capitale riconosciuti ai fini regolatori comprendono gli ammortamenti e la remunerazione del capitale investito.
- 12.2 Ai fini regolatori il capitale investito si distingue in:
- capitale investito centralizzato;
  - capitale investito di località relativo al servizio di distribuzione;
  - capitale investito di località relativo al servizio di misura.

#### 13 Criteri di riconoscimento dei costi di capitale centralizzato

- 13.1 Le immobilizzazioni centralizzate comprendono *immobili e fabbricati non industriali, altre immobilizzazioni materiali e immobilizzazioni immateriali*.
- 13.2 Nel quarto periodo di regolazione i costi di capitale (remunerazione del capitale investito e ammortamenti) relativi alle immobilizzazioni centralizzate hanno trovato copertura nella componente  $t(cen)_t^{cap}$ .
- 13.3 La valorizzazione delle immobilizzazioni centralizzate e dei relativi ammortamenti è effettuata sulla base di valori medi di settore del capitale investito centralizzato e dei relativi ammortamenti per punto di riconsegna servito, come desumibili dai rendiconti annuali separati.

- 13.4 In particolare, nel quarto periodo di regolazione, ai fini del calcolo del valore medio unitario per punto di riconsegna servito delle immobilizzazioni nette relative a *immobili e fabbricati non industriali*, si è assunto il valore delle immobilizzazioni nette relative alle categorie di cespiti *Terreni e fabbricati* dei servizi comuni e delle funzioni operative condivise come desumibili dai bilanci delle imprese distributrici e attribuiti pro-quota alle attività di distribuzione e misura.
- 13.5 Per la determinazione del valore unitario relativo ad *altre immobilizzazioni materiali e immobilizzazioni immateriali*, nel quarto periodo di regolazione, si è assunto il valore netto:
- delle immobilizzazioni riportate nella categoria *Attrezzature industriali e commerciali*, ad esclusione dei costi relativi ai gruppi di misura, e nella categoria *Altri beni* delle singole attività di distribuzione e misura;
  - delle immobilizzazioni immateriali, ad esclusione dell'avviamento, specifiche delle attività di distribuzione e misura;
  - delle immobilizzazioni di cui ai punti precedenti relative ai servizi comuni e alle funzioni operative condivise, attribuite pro-quota alle attività di distribuzione e misura.
- 13.6 In modo analogo si è proceduto con riferimento agli ammortamenti.
- 13.7 Per il quinto periodo regolatorio l'Autorità intende dare continuità ai criteri adottati nel quarto periodo.
- 13.8 Come già evidenziato nel paragrafo 7.6 e seguenti, l'Autorità, anche per ragioni di semplicità amministrativa, ritiene preferibile non differenziare, ancorché transitoriamente, i riconoscimenti dei costi di capitale centralizzato.
- 13.9 La determinazione dei riconoscimenti sulla base di valori medi se da un lato spinge verso soluzioni efficienti, dall'altro può premiare comportamenti di *free riding* ovvero penalizzare le imprese che abbiano maggiormente investito nel rinnovo dei propri sistemi informativi, nell'ottica della digitalizzazione, o abbiano operato scelte più orientate alla tutela dell'ambiente in occasione del rinnovo della flotta aziendale. Rispetto a tali aspetti, come indicato nel paragrafo 7.12, l'Autorità ritiene opportuno prevedere specifici incentivi che saranno presentati nel documento per consultazione relativo alle tematiche dell'innovazione, citato nel paragrafo 1.6.

S8. Osservazioni sulle ipotesi di riconoscimento dei costi di capitale centralizzato.

## **14 Criteri di riconoscimento dei costi di capitale di località**

### ***Perimetro e composizione del capitale investito di località***

- 14.1 In relazione alla definizione del perimetro e alla composizione del capitale investito di località, l’Autorità ritiene opportuno confermare il perimetro già individuato nel quarto periodo di regolazione, costituito, per il servizio di distribuzione, dalle seguenti tipologie di cespiti:
- terreni sui quali insistono fabbricati industriali;
  - fabbricati industriali;
  - impianti principali e secondari;
  - condotte stradali;
  - impianti di derivazione (allacciamenti).
- 14.2 Le immobilizzazioni di località per il servizio di misura sono costituite dalle seguenti tipologie di cespiti:
- gruppi di misura tradizionali;
  - dispositivi addizionali (*add-on*);
  - gruppi di misura elettronici, conformi alle *Direttive per la messa in servizio di gruppi di misura del gas* caratterizzati dai requisiti funzionali minimi, differenziati per classe.

### ***Stock di capitale esistente e nuovi investimenti***

- 14.3 I costi di capitale di località riflettono sia costi *sunk*, relativi agli investimenti passati, sia costi per nuovi investimenti.
- 14.4 Rispetto ai costi *sunk* che riflettono lo *stock* di capitale esistente l’Autorità è orientata a dare continuità ai criteri di valutazione adottati nel quarto periodo di regolazione.
- 14.5 In relazione ai nuovi investimenti l’Autorità intende invece proporre 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, mediante schemi di regolazione incentivante che dovrebbero essere applicati entro il 2023, sul piano produttivo (posto che una scelta di investimento crea valore per la società, quell’investimento è realizzato in modo efficiente ovvero è minimizzata la quantità di risorse allocate, tenuto conto dei vincoli di qualità e sicurezza).

### ***Stock di capitale esistente***

- 14.6 Rispetto allo *stock* di capitale esistente (al 31 dicembre 2019) l’Autorità intende confermare lo schema di valutazione già adottato per il quarto periodo di regolazione che distingue tra gestioni comunali o sovracomunali e gestioni d’ambito, di seguito sinteticamente ricapitolato.

#### Gestioni comunali o sovracomunali

- 14.7 Per le gestioni secondo le concessioni comunali del vecchio ordinamento, l’Autorità ritiene opportuno dare continuità ai criteri adottati nel terzo periodo di regolazione e, di conseguenza, valutare, in generale, lo *stock* delle immobilizzazioni di località esistenti sulla base del criterio del costo storico rivalutato.
- 14.8 Rispetto allo *stock* di immobilizzazioni esistenti va segnalato che il principio generale di valutazione sulla base del criterio del costo storico rivalutato, al di là dei casi di applicazione della tariffa d’ufficio, trova comunque alcune eccezioni.
- 14.9 In particolare, con riferimento al servizio di distribuzione, con la deliberazione 1 dicembre 2016, 704/2016/R/GAS (di seguito: deliberazione 704/2016/R/GAS) l’Autorità ha introdotto, con decorrenza dall’anno tariffe 2018, in relazione agli investimenti realizzati a partire dall’anno 2017 in località nelle quali la fornitura del gas naturale è cominciata successivamente al 2016, un tetto alla spesa massima per utente servito.
- 14.10 Con riferimento al servizio di misura, il riconoscimento degli investimenti per la messa in servizio dei gruppi di misura di classe G4 e G6 risulta soggetto, per gli investimenti entrati in esercizio negli anni 2015 e 2016, a un tetto pari al 150% del costo *standard* definito dall’Autorità per i medesimi gruppi di misura. A partire dagli investimenti entrati in esercizio nel 2017 il valore dei cespiti ai fini regolatori è una media ponderata tra il costo *standard* definito dall’Autorità e il costo effettivo sostenuto dall’impresa. Per gli investimenti del 2017 è stato attribuito ugual peso ai costi effettivi e ai costi *standard*, mentre per gli investimenti del 2018 ai costi *standard* è stato attribuito un peso pari al 40%.
- 14.11 Sempre con riferimento al servizio di misura è previsto un tetto ai riconoscimenti dei costi relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e concentratori, che trova applicazione agli investimenti entrati in esercizio a partire dal 2017. Tale tetto è applicato cumulativamente a costi operativi e costi di capitale.

#### Gestioni d’ambito

- 14.12 Per le gestioni d’ambito l’Autorità, ai fini della valutazione dei cespiti esistenti, è orientata a confermare le scelte adottate nel quarto periodo di regolazione, che

riflettono logiche di regolazione asimmetrica finalizzata alla promozione della concorrenza per le gare.

14.13 Pertanto, il valore iniziale, per il primo periodo di affidamento sulla base di concessione d'ambito, delle immobilizzazioni nette di località oggetto di trasferimento a titolo oneroso al gestore entrante, riferito al 31 dicembre dell'anno precedente a quello dell'affidamento del servizio mediante gara, è calcolato sulla base del:

- valore di rimborso, di cui all'articolo 5 del decreto 226/11, riconosciuto al gestore uscente, nel caso in cui il gestore entrante sia diverso dal gestore uscente<sup>12</sup>, valutando il profilo soggettivo di gestore entrante e gestore uscente sulla base della nozione di gruppo societario, inteso quale insieme di società tra le quali sussistano situazioni di controllo ai sensi dell'articolo 26 del decreto legislativo 9 aprile 1991, n. 127;
- valore delle immobilizzazioni nette di località riconosciute ai fini regolatori nei casi in cui il gestore uscente sia uguale al gestore entrante;
- di un valore medio ponderato del valore di rimborso e del valore delle immobilizzazioni nette riconosciute ai fini regolatori, con pesi determinati sulla quota della partecipazione detenuta, nel caso di partecipazioni del gestore entrante nel gestore uscente che non configurino la sussistenza di un gruppo societario.

14.14 L'Autorità intende anche confermare i criteri di valorizzazione delle immobilizzazioni nette di località a conclusione del primo periodo di affidamento, già indicati nel quarto periodo di regolazione.

14.15 Nello specifico l'Autorità intende prevedere che il valore di rimborso, di cui all'articolo 14, comma 8, del decreto legislativo n. 164/00, al termine del primo periodo di affidamento d'ambito è determinato come somma di:

- valore residuo dello *stock* esistente a inizio periodo di affidamento, valutato per tutti i cespiti soggetti a trasferimento a titolo oneroso al gestore entrante nel secondo periodo di affidamento in funzione del valore di rimborso, di cui all'articolo 5 del decreto 226/11, riconosciuto al gestore uscente in sede di primo affidamento per ambito, tenendo conto degli ammortamenti e delle dismissioni riconosciute ai fini tariffari nel periodo di affidamento;
- valore residuo dei nuovi investimenti realizzati nel periodo di affidamento ed esistenti a fine periodo, valutati sulla base del criterio di riconoscimento dei nuovi investimenti pro-tempore vigente.

---

<sup>12</sup> Nel caso di raggruppamenti temporanei di imprese viene valutato come gestore uscente o gestore entrante l'intero perimetro delle società appartenenti al raggruppamento medesimo.

### ***Stratificazione del valore di rimborso per le gestioni d'ambito***

- 14.16 L'articolo 25 della RTDG reca disposizioni in relazione alle modalità di stratificazione del valore di rimborso.
- 14.17 In particolare, l'articolo 25 della RTDG prevede che nel caso in cui non siano disponibili informazioni puntuali desumibili dallo stato di consistenza e/o dalle perizie di stima o nel caso in cui la stratificazione non sia stata pubblicata nel bando di gara trovi applicazione la stratificazione *standard* definita con determina del Direttore della Direzione Infrastrutture e fissa i criteri generali con cui tale stratificazione deve essere determinata, precisando che la medesima stratificazione *standard* è differenziata in funzione dell'anno di prima fornitura delle località servite.
- 14.18 Rispetto a tale disposizione le imprese distributrici e le loro associazioni hanno segnalato all'Autorità potenziali criticità nell'applicazione di tale stratificazione *standard* in ragione della lunghezza del ciclo degli investimenti nel settore della distribuzione. La stratificazione *standard*, in particolare, non consentirebbe di riflettere in modo adeguato l'effettiva stratificazione degli investimenti nelle località di più antica metanizzazione, dove siano stati avviati significativi piani di rinnovo delle reti.
- 14.19 A seguito di approfondimenti l'Autorità ritiene opportuno rivedere il criterio generale indicato nel comma 25.4 della RTDG che prevede una differenziazione della stratificazione *standard* sulla base dell'anno di prima fornitura.
- 14.20 Nello specifico l'Autorità intende dare mandato al Direttore della Direzione competente per lo sviluppo di una procedura di determinazione della stratificazione *standard* che sia basata sugli stati di consistenza che devono essere obbligatoriamente forniti in occasione delle gare d'ambito (l'Appendice 1 riporta un'ipotesi relativa a tale procedura).

S9. Osservazioni sui criteri di riconoscimento dei costi di capitale di località, in relazione allo *stock* di cespiti già in esercizio.

## 15 Nuovi investimenti nelle reti di distribuzione

### *Regolazione incentivante– efficienza produttiva*

- 15.1 Nel documento per la consultazione 170/2019/R/GAS l’Autorità ha indicato l’importanza sia dell’introduzione di schemi di incentivazione in relazione alle spese di investimento, con il superamento del criterio di valutazione a consuntivo, quale primo importante passo verso una riforma più completa che potrebbe poi sostanziarsi nell’adozione di schemi di regolazione incentivante per obiettivi, basata sulla spesa totale (c.d. approccio *ROSS*, individuato nell’OS 20 del Quadro strategico 2019-2021), la cui applicazione sarebbe però rimandata al periodo regolatorio successivo, sia dell’introduzione di efficaci criteri di selezione dei nuovi investimenti, anche mediante lo svolgimento di adeguate analisi costi-benefici, considerato l’attuale contesto nel quale, in un orizzonte temporale inferiore alla vita utile dei principali componenti delle reti di distribuzione, non si possono escludere significative contrazioni negli usi finali del gas delle utenze connesse alle reti di distribuzione.
- 15.2 In relazione agli schemi incentivanti per il riconoscimento dei nuovi investimenti, nel medesimo documento per la consultazione 170/2019/R/GAS, l’Autorità ha ipotizzato di introdurre un meccanismo di incentivazione, che potrebbe poi sostanziarsi in maggiorazioni/riduzioni del tasso di remunerazione del capitale investito da applicarsi per periodi di tempo predefinito, basato su un confronto tra il costo effettivo sostenuto dalle imprese e un valore definito sulla base di *standard*, con premi/penalità differenziati sulla base di *range* di valori fissati a partire dal costo *standard*. La potenza dell’incentivo sarebbe dunque definita dalla dimensione della maggiorazione e dalla profondità temporale in cui la medesima è riconosciuta alle imprese.
- 15.3 L’Autorità, al fine di limitare i rischi di *cost padding* connessi all’implementazione del meccanismo incentivante, ha ipotizzato di introdurre tassi di capitalizzazione prefissati rispetto alla spesa totale.
- 15.4 Nell’ambito della consultazione è emersa una sostanziale condivisione dell’ipotesi di introdurre uno schema di regolazione incentivante anche per il riconoscimento dei costi di capitale ed è stata segnalata la complessità del meccanismo proposto e della sua applicazione, la cui decorrenza deve essere pertanto coerente con i tempi di sviluppo del meccanismo stesso e del necessario adeguamento dei sistemi contabili delle imprese distributrici.
- 15.5 Un soggetto chiede di prevedere un periodo transitorio per introduzione costi *standard* di almeno un biennio dove le imprese comunicano all’Autorità i dati nei formati necessari alla gestione dei costi *standard* con un approccio flessibile, pur restando nella modalità di riconoscimento a piè di lista, al fine di consentire alle imprese di adeguare i processi tecnici e contabili legati ad una corretta e puntuale gestione dei costi *standard* in un tempo ragionevole.

- 15.6 Rispetto alla complessità del modello è stata suggerita l'applicazione di una metodologia simile a quella già applicata per il riconoscimento degli investimenti di località del servizio di misura, vale a dire una disciplina incentivante data dalla ponderazione tra costi effettivi e costi *standard*.
- 15.7 Rispetto ai dettagli applicativi è stata segnalata l'esigenza che il meccanismo trovi applicazione con riferimento a livello di singola impresa e non a porzioni del territorio da questa servito (impianto di distribuzione). Un soggetto ha segnalato che l'applicazione del meccanismo ipotizzato a livello di singola località e per tipologia di cespiti, che pur apparirebbe più coerente con l'obiettivo di introdurre un meccanismo incentivante per i nuovi investimenti di località, comporterebbe l'evidente complicazione di avere differenti livelli di WACC da una località all'altra e, nell'ambito di una stessa località, anche tra diverse tipologie di cespiti, con le conseguenti complicazioni gestionali del caso. Per contro, un'applicazione del meccanismo a livello di impresa, mediando tra diverse località i costi effettivi di realizzazione per tipologia di cespiti, rischia di produrre un effetto "auto-compensante" tra località con costi effettivi più bassi e località con costi effettivi più alti del costo *standard benchmark*, depotenziando l'effetto incentivante del meccanismo. Rimarrebbe anche in questo caso la possibile differenziazione del WACC per tipologia di cespiti.
- 15.8 Un soggetto ha evidenziato che l'applicazione per intervalli discreti e non tramite una funzione continua, che peraltro introdurrebbe probabilmente livelli di complessità gestionale molto superiori, potrebbe indurre gli operatori ad arbitrare tra una situazione in cui, a grandi sforzi di efficientamento dei costi dei nuovi investimenti, il beneficio ritraibile è limitato e si accompagna a un livello di RAB inferiore e una situazione in cui, invece, viene compiuto lo sforzo minimo per rientrare appena al di sotto del livello superiore dell'intervallo di plausibilità, senza avere premialità ma potendo contare su un livello di RAB sensibilmente superiore.
- 15.9 Rispetto a quanto emerso nell'ambito della consultazione, l'Autorità ritiene opportuno prevedere che la regolazione incentivante sugli investimenti nelle reti di distribuzione possa trovare applicazione nel più breve tempo possibile e comunque entro il 2023.
- 15.10 La messa a punto della regolazione incentivante vede una tappa fondamentale nella definizione di un *set* di costi *standard* e di un metodo per applicarli. In merito, una volta concluse le attività del tavolo di lavoro Autorità-Associazioni di categoria delle imprese distributrici, l'Autorità provvederà a renderne pubblici gli esiti mediante una consultazione, al fine di acquisire osservazioni da una platea più ampia di soggetti interessati.
- 15.11 Per quanto riguarda i contenuti della regolazione incentivante si ritiene che il soggetto a cui debbano essere riferiti/premi e penalità è l'impresa distributtrice. Riferirsi a porzioni di territorio servite dall'impresa distributtrice potrebbe esporre

maggiormente al rischio di *cost padding* che in qualche misura potrebbero essere acuiti dalla non linearità dello schema di incentivazione proposto.

- 15.12 In relazione alla forma dell'incentivo, le osservazioni circa la difficoltà a gestire e interpretare *WACC* che potrebbero variare per impresa e per anno, rendono necessaria una riflessione su questo aspetto, anche tenuto conto delle implicazioni che tale soluzione comporterebbe in termini di complessità di lettura delle diverse situazioni per gli investitori. Al riguardo occorre peraltro sottolineare che la presenza di un *WACC* differenziato potrebbe peraltro favorire una lettura trasparente e immediata dell'efficienza produttiva negli investimenti delle diverse imprese.
- 15.13 La forma dell'incentivo (maggiorazione del *WACC* o valutazione degli investimenti a valori medi ponderati tra costi effettivi e costi *standard*) deve essere valutata anche in termini di impatti rispetto alle dinamiche di subentro nella gestione del servizio per effetto delle gare. In questo senso l'ipotesi di aumentare il *WACC* per anno e per impresa potrebbe comportare mitigazioni della potenza dell'incentivo in prossimità dello svolgimento delle gare d'ambito, nel caso in cui l'impresa perda una parte delle località gestite. Per contro l'ipotesi di riconoscere un valor medio ponderato di costi effettivi e costi *standard* potrebbe aumentare la potenza dell'incentivo in quanto una nuova rete realizzata in modo efficiente e poi ceduta in occasione delle gare d'ambito potrebbe consentire un ritorno immediato sulle efficienze conseguite.
- 15.14 L'Autorità condivide la preoccupazione emersa nell'ambito della consultazione rispetto alle conseguenze dell'ipotesi discretizzazione degli incentivi e intende studiare soluzioni che pur mantenendo il pregio di semplicità che la discretizzazione sembra offrire evitino di favorire soluzioni sub-ottimali.

S10. Osservazioni rispetto allo schema di regolazione incentivante relativa ai nuovi investimenti.

### ***Gare gas e nuovi investimenti***

- 15.15 Come indicato nel paragrafo 2.2 l'Autorità ritiene di fondamentale importanza che lo sviluppo infrastrutturale, 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.
- 15.16 Nei chiarimenti pubblicati in data 7 agosto 2017, l'Autorità ritiene che siano meritevoli di riconoscimento tariffario solo gli investimenti che siano effettuati in condizioni di economicità e che, di conseguenza, le condizioni minime di

sviluppo debbano individuare livelli compatibili con lo sviluppo economico del servizio.

- 15.17 Tale impostazione è riflessa nelle deliberazioni con le quali l'Autorità ha formulato proprie osservazioni rispetto ai bandi di gara. In particolare, in occasione di tali deliberazioni l'Autorità ha avuto modo di precisare che in caso di estensioni di rete che eccedano il livello individuato nelle condizioni minime di sviluppo è previsto:
- un onere a carico delle imprese, per la quota 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; pertanto gli investimenti che le imprese aggiudicatrici effettuano in esito alle offerte, per la parte che eccede il livello corrispondente alle condizioni minime di sviluppo, non potrà concorrere alla determinazione del livello del capitale investito rilevante ai fini tariffari (riconoscimento di ammortamento e remunerazione del capitale investito);
  - un onere diretto a carico dei clienti finali che richiedano la connessione, per la parte di estensione della rete che eccede il livello delle condizioni minime di sviluppo e quello offerto in sede di gara dalle imprese.
- 15.18 Rispetto alle condizioni minime di sviluppo l'Autorità ha identificato due soglie: 10 metri per utente nei casi di comuni non disagiati e 25 metri per i casi di comuni disagiati.
- 15.19 Anche in relazione agli interventi di potenziamento delle reti l'Autorità, nel medesimo chiarimento del 7 agosto 2017 ha ritenuto opportuno ribadire la necessità che siano svolte adeguate analisi costi-benefici.
- 15.20 Tematica di grande rilievo è quella degli interventi di sostituzione che in futuro potranno assumere un peso significativo soprattutto nelle aree di più antica metanizzazione. Anche in relazione a tali investimenti, l'Autorità ritiene, come già indicato nel chiarimento del 7 agosto 2017, che la riconoscibilità tariffaria degli interventi di sostituzione, afferenti al rifacimento delle reti esistenti (che andranno dismesse), è subordinata a valutazioni inerenti al rispetto dei criteri di sicurezza e affidabilità delle reti medesime, tenuta in considerazione la dislocazione dell'utenza servita. Le reti sostituite devono essere funzionali al servizio delle medesime utenze servite dalla rete precedentemente posata. Il riconoscimento tariffario di tali interventi è subordinato inoltre, al pari di tutti gli altri investimenti, a valutazioni relative al rispetto di condizioni di economicità nella realizzazione degli investimenti. Eventuali estensioni della rete sostituita rispetto alla rete originariamente posata dovranno essere adeguatamente motivate e tali interventi saranno oggetto di analisi costi-benefici da parte delle imprese distributrici. Ai fini di tali valutazioni, nell'ambito delle raccolte dati per le determinazioni delle tariffe verranno richieste informazioni relative alla rete realizzata in sostituzione della rete esistente e alla rete dismessa, tra cui il tipo di

materiale oggetto di sostituzione. Nei casi di materiali non “critici” verranno inoltre richieste informazioni relative alla vetustà delle reti, al fine di valutare le condizioni di economicità nella realizzazione dell’intervento di sostituzione.

- 15.21 Indicazioni analoghe a quelle svolte nei paragrafi precedenti valgono anche per gli interventi integrativi e scostamenti rispetto al documento guida di cui all’articolo 15, comma 2, del decreto 226/11 e i costi relativi a interventi di ottimizzazione di cui al punto C. del disciplinare di gara tipo (Allegato 3 al decreto 226/11).
- 15.22 L’Autorità, nell’ambito della cabina di regia (MISE-ANCI-Autorità) sulle gare gas, ha reso disponibile già da alcuni mesi un documento contenente gli orientamenti per la predisposizione di linee guida per lo svolgimento delle analisi costi-benefici indicate nel decreto 226/11; analisi costi-benefici, secondo le indicazioni del decreto 226/11 spettano sia agli enti locali concedenti, nella stesura delle linee guida programmatiche d’ambito – documento che presiede lo sviluppo delle reti nell’ambito – sia alle imprese distributrici, nella presentazione del piano di sviluppo degli investimenti (limitatamente agli investimenti aggiuntivi non previsti dagli enti locali concedenti).
- 15.23 Il documento è stato predisposto con l’obiettivo di analizzare le principali tematiche connesse allo svolgimento della analisi costi-benefici con riferimento alle reti di distribuzione del gas, dei possibili approcci per lo sviluppo di analisi adeguate e di illustrare gli orientamenti per la predisposizione di linee guida che possano rappresentare un riferimento per la conduzione della analisi costi-benefici da parte delle stazioni appaltanti nell’ambito della predisposizione delle linee guida programmatiche d’ambito.
- 15.24 L’Autorità, in generale, ritiene opportuno che le linee guida per le analisi costi-benefici siano sviluppate combinando rigore metodologico con l’esigenza di contenere gli oneri di attuazione e di renderne agevole l’utilizzo. In particolare, l’Autorità si pone i seguenti obiettivi:
- rendere disponibile per le stazioni appaltanti linee guida per lo svolgimento delle analisi costi-benefici che consentano alle stazioni appaltanti di sviluppare le proprie analisi costi-benefici con un impegno di risorse ragionevole e coerente con la rilevanza degli sviluppi da realizzare;
  - consentire il confronto tra ambiti diversi;
  - prevedere, per quanto ragionevolmente possibile, la quantificazione sia dei costi sia dei benefici;
  - considerare, comunque, anche quei benefici di difficile o incerta monetizzazione, in modo che tale tipologia di benefici non risulti sistematicamente omessa, con possibili ripercussioni sulle valutazioni complessive.

15.25 Considerato che, come indicato nel paragrafo 15.22, anche le imprese distributrici sono chiamate a svolgere analisi costi-benefici in relazione agli investimenti aggiuntivi non previsti dagli enti locali concedenti, e considerato che in linea generale nell'ambito della consultazione è stata valutata positivamente l'ipotesi che l'Autorità predisponga proprie linee guida, l'Autorità ritiene opportuno acquisire una valutazione della propria ipotesi di linee guida anche da parte delle imprese distributrici. Gli orientamenti per le linee guida sono riportati nell'Appendice 2.

S11. Osservazioni rispetto agli orientamenti per la definizione di linee guida sulle analisi costi-benefici riportate nell'Appendice 2.

#### ***Tetti agli investimenti nelle località di nuova metanizzazione***

15.26 Nel documento per la consultazione 170/2019/R/GAS l'Autorità ha sottolineato come le evidenze disponibili in relazione agli investimenti nelle aree di nuova metanizzazione, riferiti alle località in avviamento, mostrano che l'estensione dell'ambito di socializzazione, combinato con il *decoupling* tra tariffa obbligatorie, sulla quale incidono i volumi distribuiti, e tariffa di riferimento che dimensiona il ricavo delle imprese, sulla quale incide il solo numero di punti di riconsegna serviti, e logiche di riconoscimento dei costi di capitale basati sulla spesa consuntivata, hanno portato in alcuni casi a livelli di investimento per utente che non appaiono giustificabili sul piano dell'efficienza del servizio. Tali effetti sono stati limitati grazie all'introduzione del tetto ai riconoscimenti tariffari operato con la richiamata deliberazione 704/2016/R/GAS.

15.27 L'Autorità intende 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.

15.28 Rispetto alle modalità applicative dei tetti adottate con la deliberazione 98/2019/R/GAS, alla luce di osservazioni formulate dalle associazioni di categoria e imprese distributrici in occasione, in ultimo, di un incontro di approfondimento tecnico tenutosi il 31 luglio, è orientata 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.

S12. Osservazioni rispetto alle ipotesi di trattamento dei tetti ai riconoscimenti degli investimenti nelle località di nuova metanizzazione.

### ***Investimenti in turboespansori***

- 15.29 Alcune imprese distributrici e loro associazioni di categoria hanno segnalato l'esigenza di disciplinare la tematica relativa agli investimenti in turboespansori.
- 15.30 I turboespansori sono posizionati nelle cabine di riduzione e misura, al posto delle valvole di laminazione, e sfruttano il salto di pressione delle cabine di riduzione per produrre energia elettrica che di norma viene in parte consumata in loco e in parte immessa in rete.
- 15.31 Lasciando in disparte i profili relativi alla disciplina del TIUF<sup>13</sup>, in questo contesto è opportuno precisare quali sono gli orientamenti dell'Autorità, rispetto al trattamento tariffario.
- 15.32 L'Autorità ritiene che il valore dei turboespansori non possa essere ricompreso nella RAB del servizio di distribuzione e pertanto ritiene opportuno che le cabine di riduzione e misura dotate di turboespansori, ai fini tariffari siano valorizzate 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.
- 15.33 Questa soluzione appare idonea a evitare sussidi incrociati tra servizi, evitando che sui clienti finali del servizio di distribuzione del gas vadano a gravare oneri relativi alla produzione di energia elettrica.

S13. Osservazioni rispetto alle ipotesi relative al trattamento degli investimenti in turboespansori.

---

<sup>13</sup> TIUF è il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità in merito agli obblighi di separazione (*unbundling*) funzionale per le imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas, approvato con la deliberazione dell'Autorità 22 giugno 2015, 296/2015/R/COM.

## **16 Investimenti relativi al servizio di misura**

- 16.1 Come indicato nel documento per la consultazione 170/2019/R/GAS, l’Autorità è orientata a confermare l’approccio adottato nel quarto periodo di regolazione fondato su logiche incentivanti.
- 16.2 Una revisione approfondita dei livelli dei costi *standard* relativa agli *smart meter* sarà effettuata in occasione degli approfondimenti richiamati nel paragrafo 1.5, con decorrenza prevista dagli investimenti del 2022.
- 16.3 Per gli investimenti del 2020 e 2021 l’Autorità è orientata a confermare i costi *standard* che hanno già trovato applicazione con riferimento agli investimenti del 2019.

S14. Osservazioni rispetto alle ipotesi di regolazione degli investimenti relativi al servizio di misura.
---

## **17 Trattamento delle *RAB* disallineate rispetto alle medie di settore.**

- 17.1 La RTDG contiene disposizioni relative ai casi di valori delle immobilizzazioni nette di località disallineate rispetto alle medie di settore.
- 17.2 Per tali casi è previsto che al momento del passaggio a gestione d’ambito sia operata una rivalutazione sia con riferimento alla porzione di cespiti di proprietà del gestore uscente, sia con riferimento ai cespiti di proprietà comunale.
- 17.3 La rivalutazione è effettuata sulla base del valore parametrico unitario delle immobilizzazioni lorde di località per i servizi di distribuzione e misura del gas determinato sulla base della formula riportata all’articolo 23, comma 1, della RTDG.
- 17.4 I parametri della formula di cui all’articolo 23, comma 1, della RTDG, sono stati definiti sulla base di analisi econometriche condotte sui dati resi disponibili dagli operatori in sede di raccolte dati per le determinazioni tariffarie 2013, aggiornati al 31 dicembre 2011 (esclusi i dati relativi alle località in tariffa d’ufficio o con stratificazione mancante), a prezzi dell’anno 2012. Su queste basi, il valore parametrico unitario delle immobilizzazioni lorde di località, ottenuto dall’applicazione di tali parametri, sarà anch’esso espresso a prezzi dell’anno 2012; tale valore verrà pertanto rivalutato con il deflatore degli investimenti fissi lordi ai fini di renderlo confrontabile con il valore effettivo delle immobilizzazioni lorde di località per metro di rete, in applicazione dell’articolo 22, comma 1, della RTDG.

- 17.5 Come indicato nel documento per la consultazione 2 novembre 2017, 734/2017/R/GAS, in relazione al trattamento delle RAB depresse, un'impresa distributrice ha proposto di introdurre una modifica delle modalità di rivalutazione del valore delle immobilizzazioni nette a seguito dell'affidamento mediante gara d'ambito attualmente previste dalla RTDG.
- 17.6 In particolare, è stato proposto di prevedere la rivalutazione del valore delle immobilizzazioni nette all'anno 2011 (preso a riferimento per la stima dei parametri della formula parametrica) e di sommare a tale valore rivalutato, ai fini della determinazione del valore iniziale delle immobilizzazioni a seguito dell'affidamento mediante gara d'ambito, il valore delle immobilizzazioni nette dal 2012 all'anno di affidamento, determinato in continuità con le modalità di rendicontazione e trattamento attualmente previste.
- 17.7 Tale previsione troverebbe giustificazione nel fatto che la rivalutazione del valore delle immobilizzazioni di località all'anno di affidamento mediante gara d'ambito disincentiverebbe le imprese a effettuare investimenti nel periodo dal 2012 all'anno di affidamento, dal momento che tali investimenti, in applicazione dell'articolo 22 della RTDG, non verrebbero considerati ai fini dei riconoscimenti tariffari.
- 17.8 Nel medesimo documento per la consultazione l'Autorità ha spiegato le ragioni che non rendono opportuno introdurre modifiche delle modalità di rivalutazione delle RAB disallineate rispetto alle medie di settore. In primo luogo, l'Autorità ha osservato che nel caso in cui il gestore uscente non si riconfermi nella gestione della località a seguito della gara d'ambito, il medesimo gestore uscente sarà ristorato dei costi sostenuti per gli investimenti successivi al 2011 mediante il pagamento del VIR da parte del gestore entrante.
- 17.9 L'Autorità ha ritenuto opportuno anche evidenziare che è interesse e responsabilità delle imprese distributrici mantenere adeguati *standard* di qualità e sicurezza nel servizio di distribuzione anche negli anni precedenti le gare d'ambito. Non risulta pertanto condivisibile la tesi secondo la quale la condizione di idoneità alla rivalutazione della RAB ai sensi dell'articolo 22 della RTDG possa introdurre forme di disincentivo alla realizzazione degli investimenti funzionali ad un esercizio efficiente e in sicurezza delle reti di distribuzione.
- 17.10 L'Autorità poi ha sottolineato che un'eventuale modifica delle modalità di rivalutazione delle RAB disallineate rispetto alle medie di settore che troverebbe giustificazione nella presunta esistenza di un disincentivo a effettuare investimenti fino all'anno di affidamento potrebbe essere valutata solo in relazione a investimenti futuri, a partire dall'anno 2018.
- 17.11 Le criticità connesse alla modalità di gestione dei casi di RAB disallineate rispetto alle medie di settore è stata nuovamente sollevata da imprese distributrici e loro associazioni ed è stata discussa, in particolare, nell'ambito di un incontro di approfondimento tematico che si è svolto il 31 luglio 2019.

- 17.12 Nel corso dell'incontro è stata discussa l'ipotesi di riconoscere puntualmente gli investimenti realizzati a partire dal 2018. Ciò di fatto comporterebbe di effettuare il *test di disallineamento* sulla base delle consistenze dei cespiti al 31 dicembre 2017, considerando il valore lordo effettivo unitario calcolato sulla base del perimetro esistente alla medesima data.
- 17.13 Rispetto all'ipotesi discussa nel corso dell'incontro del 31 luglio 2019 un'associazione di categoria ha osservato che la valutazione parametrica, essendo basata su dati del 2011, non rifletterebbe in modo adeguato gli investimenti, talora rilevanti, negli *smart meter* gas. La medesima associazione ha proposto di inserire alcuni correttivi nel calcolo.
- 17.14 In particolare, tale soggetto ha proposto, in fase di *test*, di sommare al valore parametrico il valore degli investimenti in *smart meter* effettuati tra il 2012 e il 2017, effettuando così un confronto tra un valore parametrico corretto con il valore degli investimenti in *smart meter* e un valore effettivo che comprende anche tali investimenti.
- 17.15 Nel caso in cui dal *test* risulti che il valore delle immobilizzazioni è disallineato rispetto alle medie di settore si procederebbe a riconoscere il valore parametrico corretto con il valore degli investimenti in *smart meter* nonché i nuovi investimenti entrati in esercizio a partire dal 2018.
- 17.16 L'Autorità, considerate le dinamiche di investimento in *smart meter*, ritiene ragionevole l'approccio proposto ed è pertanto orientata a modificare le disposizioni contenute nella RTDG. Nell'Appendice 3 è descritta la procedura che potrà, in esito alla richiamata modifica della regolazione, tradursi in una specifica determina della Direzione competente.

S15. Osservazioni sulle ipotesi di revisione dei criteri di rivalutazione delle c.d. RAB depresse.

## **18 Circolante netto e poste rettificative**

### ***Circolante netto***

- 18.1 L'Autorità è orientata a confermare l'approccio già adottato nel precedente periodo di regolazione, calcolando il valore del capitale circolante netto riferito alle immobilizzazioni in misura pari allo 0,8% del valore delle immobilizzazioni materiali lorde, che si fonda su logiche di tipo parametrico ormai consolidate.

### ***Poste rettificative***

- 18.2 In relazione alle poste rettificative, comprendenti il trattamento fine rapporto, l'Autorità intende confermare l'applicazione di una percentuale unica nazionale, calcolata sulla base dell'incidenza delle poste rettificative valutate a livello aggregato nazionale.
- 18.3 A questo scopo l'Autorità, sulla base dei dati disponibili per il 2018, in corso di analisi, intende valutare se la percentuale dello 0,7%, applicata nel quarto periodo di regolazione, risulti ancora adeguata.

S16. Osservazioni sulle ipotesi relative al trattamento del capitale circolante netto e delle poste rettificative.

### **19 Trattamento dei contributi**

- 19.1 Ai fini tariffari si considerano:
- i contributi pubblici in conto capitale a copertura di costi relativi a cespiti appartenenti al perimetro dei servizi di distribuzione e misura del gas, indipendentemente dal soggetto beneficiario (Ente locale concedente o impresa distributrice) e dal trattamento contabile;
  - i contributi privati addebitati dall'impresa distributrice agli utenti del servizio.
- 19.2 La RTDG prevede che contributi pubblici e privati percepiti a partire dall'anno 2012 siano portati in detrazione dal valore delle immobilizzazioni sia ai fini della determinazione della remunerazione del capitale investito, sia ai fini della determinazione delle quote di ammortamento e vengono degradati per la quota portata in deduzione dagli ammortamenti.
- 19.3 Con riferimento allo *stock* di contributi esistente al 31 dicembre 2011 la RTDG, prevede disposizioni differenziate tra gestioni comunali o sovracomunali:
- per le gestioni comunali le imprese possono scegliere, per il periodo 1 gennaio 2014 – 31 dicembre 2019, tra le seguenti due modalità: a) in continuità con l'approccio adottato nel terzo periodo di regolazione, i contributi, non soggetti a degrado, sono portati interamente in deduzione dal capitale investito mentre gli ammortamenti sono calcolati al lordo dei contributi; b) degrado graduale;
  - per le gestioni d'ambito, nei casi di continuità nella gestione e nei casi di cespiti di proprietà comunale, si applica il regime di degrado graduale.

- 19.4 In linea generale l’Autorità nel documento 170/2019/R/GAS ha ipotizzato di confermare l’approccio della RTDG.
- 19.5 Rispetto ai c.d. contributi “congelati” l’Autorità, nel medesimo documento, ha ipotizzato di prevedere che entro la fine del periodo regolatorio il valore residuo dello *stock* di contributi esistenti al 31 dicembre 2011 sia considerato come soggetto a degrado.
- 19.6 Nell’ambito della consultazione l’approccio generale per il trattamento dei contributi è stato largamente condiviso.
- 19.7 Non è stata invece condivisa da diverse associazioni di categoria e da imprese distributrici la proposta relativa alle tempistiche di rilascio dei c.d. contributi “congelati”, in quanto si produrrebbe una discontinuità troppo elevata nei livelli delle RAB delle imprese, e hanno proposto tempistiche di rilascio più lunghe.
- 19.8 Un’associazione di categoria ha segnalato che, a valle di operazioni di aggregazione e fusione effettuate nel corso degli anni più recenti, alcuni soggetti distributori si trovano differenti regimi di trattamento dello stock dei contributi esistente al 31 dicembre 2011. In merito la medesima associazione chiede di dare l’opportunità agli esercenti aggreganti di poter omogeneizzare la valorizzazione degli *stock* di contributi 2011 tra le diverse località gestite.
- 19.9 Un’associazione di categoria propone poi l’introduzione di una regolazione a menù specifica per la gestione del rilascio dei c.d. contributi “congelati”, ipotizzando varie soluzioni che potrebbero essere scelte dalle imprese quali sconti sui contributi di allacciamento, sconti sulle prestazioni commerciali “prime”, azzeramento del rilascio a fronte dell’impegno a raggiungere particolari livelli prestazionali in tema di sicurezza del servizio.
- 19.10 L’Autorità ritiene opportuno, alla luce delle osservazioni pervenute, confermare l’approccio generale adottato per il trattamento dei contributi.
- 19.11 Rispetto alla questione dei c.d. contributi “congelati” l’Autorità, alla luce delle osservazioni pervenute, ritiene necessario definire un percorso certo, modificando, con logica di maggior gradualità, l’orizzonte previsto per il pieno “scongelamento” dei contributi. In particolare, l’Autorità è orientata a prevedere che il pieno “scongelamento” sia raggiunto in non più di dieci anni. Considerato che la quota “congelata” è pari al 20% dello *stock* di contributi esistenti al 31 dicembre 2011, potrebbe essere raggiunto prevedendo che ogni anno la medesima quota “congelata” si riduca di almeno il 2%.
- 19.12 Non si ritiene invece opportuno dare seguito alle ipotesi di introdurre opzioni sulle modalità di restituzione dei contributi mediante l’introduzione di menu di regolazione, in quanto non sarebbe rispettato il principio di socializzazione dei benefici derivanti dal percepimento dei contributi.

### ***Spunti per la consultazione***

S17. Osservazioni sulle ipotesi relative al trattamento dei contributi.

## **20 Vite utili e ammortamenti**

- 20.1 In relazione all'ipotesi di confermare le vite utili regolatorie, prospettata nel documento per la consultazione 170/2019/R/GAS, solo un'associazione di categoria ha ritenuto condivisibile la proposta, mentre le altre associazioni hanno segnalato l'esigenza di rivedere le vite utili degli *smart meter*.
- 20.2 La tematica delle vite utili degli *smart meter* sarà oggetto di approfondimento nell'ambito del documento per la consultazione richiamato al paragrafo 1.5.
- 20.3 In attesa che siano compiuti i necessari approfondimenti l'Autorità è orientata a confermare le vite utili già adottate nel quarto periodo di regolazione per tutti i cespiti.

## **21 Dismissioni di misuratori tradizionali per la sostituzione con *smart meter***

- 21.1 In relazione alla sostituzione dei misuratori tradizionali con *smart meter*, l'articolo 57, comma 1, della RTDG prevede che ai fini dell'aggiornamento dello *stock* di capitale investito esistente, le dismissioni di gruppi di misura effettuate in applicazione delle *Direttive per la messa in servizio del gas* siano convenzionalmente portati in diminuzione della stratificazione dei valori netti storici a partire dai valori delle immobilizzazioni nette relative ai cespiti di più antica installazione.
- 21.2 Il successivo articolo 57, comma 2, della RTDG dispone che ai fini dell'aggiornamento della quota parte della componente a copertura degli ammortamenti, il riconoscimento del valore residuo dei gruppi di misura tradizionali di classe minore o uguale a G6 dismessi e sostituiti con misuratori elettronici ai sensi delle *Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas*, sia posto pari a zero se il gruppo di misura sostituito sia stato installato da almeno 15 anni.
- 21.3 Sulla base di tali disposizioni le imprese distributrici che abbiano sostituito un misuratore tradizionale di classe G4 o G6 in attuazione dei piani di installazione degli *smart meter* si trovano nella condizione di non poter recuperare integralmente il capitale investito dei misuratori tradizionali sostituiti con *smart meter*, in quanto nel corso del tempo le vite utili regolatorie sono state via via ridotte, passando da 25 (deliberazione 31 luglio 2003, n. 87/03) a 20

(deliberazione 29 settembre 2004, n. 170/04) e poi, in ultimo, a 15 anni (deliberazione 12 dicembre 2013, 573/2013/R/GAS).

- 21.4 L'Autorità nel documento per la consultazione 170/2019/R/GAS ha prospettato l'ipotesi di trovare una soluzione rispetto alla problematica del mancato rimborso del capitale investito nell'arco temporale dei quindici anni per effetto delle modalità adottate nella gestione della riduzione delle vite utili regolatorie. In particolare, l'Autorità ha prospettato 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. L'IRMA andrebbe a rappresentare un credito tariffario verso il sistema e come tale potrebbe essere trasferito a titolo oneroso al gestore entrante, nel caso di subentro in occasione delle gare d'ambito. E' ipotizzato poi 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.
- 21.5 Rispetto a tale ipotesi nell'ambito della consultazione è risultata ampiamente condivisa dagli operatori di rete e dalle loro associazioni. Alcuni soggetti hanno peraltro evidenziato l'esigenza di prevedere periodi di restituzione dell'IRMA più brevi rispetto ai 10-15 anni prospettati.
- 21.6 Alla luce delle osservazioni pervenute l'Autorità intende confermare l'ipotesi di un intervento per risolvere, con riferimento ai misuratori di classe inferiore o uguale a G6, il problema della mancata restituzione del capitale investito come effetto delle modifiche delle vite utili regolatorie.
- 21.7 Le modalità di intervento sono differenziate tra misuratori tradizionali ancora in esercizio al 31 dicembre 2018 e misuratori tradizionali già sostituiti con *smart meter* in attuazione delle *Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas*.
- 21.8 In particolare, anche alla luce di approfondimenti svolti dagli Uffici con le associazioni di categoria delle imprese distributrici in occasione di un incontro svoltosi in data 31 luglio 2019, l'intervento, con riferimento ai misuratori tradizionali ancora in esercizio al 31 dicembre 2018, si sostanzia nei seguenti passaggi:
- a) modificare le disposizioni dell'articolo 57, comma 1, della RTDG, con l'abolizione della disposizione secondo cui le dismissioni sono convenzionalmente portate in diminuzione della stratificazione dei valori netti storici a partire dai valori delle immobilizzazioni nette relative ai cespiti di più antica installazione e disponendo che le dismissioni siano dichiarate in coerenza con la dismissione contabile;
  - b) eliminare la condizione per il riconoscimento del valore residuo non ammortizzato prevista dall'articolo 57, comma 2, lettera a), punto i) della

RTDG (azzeramento nel caso in cui il gruppo di misura sostituito sia stato installato da almeno 15 anni);

- c) introdurre una disposizione specifica che disciplini le modalità di riconoscimento del valore residuo non ammortizzato nel caso di sostituzione del misuratore tradizionale con uno *smart meter* in attuazione delle *Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas*: all'atto della sostituzione viene determinato il valore residuo da ammortizzare sulla base di una vita utile di 15 anni (VR15). Tale valore residuo VR15 viene riconosciuto secondo la regola generale disciplinata attualmente dall'articolo 57, comma 2, lettera b). La differenza tra il valore residuo calcolato sulla base delle vite utili regolatorie pro-tempore vigenti e il valore residuo VR15 determina l'IRMA. L'IRMA viene riconosciuto in cinque anni.

21.9 Nel caso dei misuratori già sostituiti, l'Autorità ipotizza un intervento che presuppone le modifiche della RTDG indicate nel precedente paragrafo e richiede una nuova acquisizione di dati dalle imprese, in particolare:

- rettifica dei dati relativi alle dismissioni per sostituzione con *smart meter* effettuate a partire dall'anno dati 2014, in coerenza con la modifica individuata alla lettera a) del paragrafo precedente;
- rideterminazione delle tariffe di riferimento definitive per gli anni tariffari dal 2015 al 2018 considerando le modifiche dell'articolo 57 della RTDG; gli eventuali conguagli vengono gestiti nell'ambito della perequazione.

21.10 Nell'ambito della consultazione alcuni soggetti hanno richiesto di rivedere la decorrenza di applicazione della condizione prevista dall'articolo 57, comma 2, lettera a), punto ii), 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. Tale richiesta è giustificata dal fatto che fino al 2014 non erano disponibili misuratori *smart* idonei all'installazione.

21.11 L'Autorità ritiene ragionevole accogliere tale richiesta, in relazione alle difficoltà riscontrate nella fase di avvio del *roll out* degli *smart meter* gas, e reputa adeguato prevedere che la citata condizione sia applicata alle sostituzioni di misuratori installati successivamente al 31 dicembre 2014. Con la deliberazione 631/2013/R/GAS l'Autorità ha infatti previsto che sino al 31 dicembre 2014, il soggetto responsabile del servizio di misura avesse facoltà di installare gruppi di misura di classe G4 e G6 non conformi ai requisiti funzionali di cui *Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas*.

21.12 Da un punto di vista operativo, la modifica della decorrenza della condizione prevista dall'articolo 57, comma 2, lettera a), punto ii) rende necessario una rettifica dei dati comunicati dalle imprese ai fini tariffari, con inserimento di tutte

le dismissioni con il criterio ordinario effettuate in ottemperanza alle *Directive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas* relative a cespiti non conformi installati nel periodo dal 29 febbraio 2012 fino al 31 dicembre 2014 e una successiva rideterminazione delle tariffe di riferimento, con gestione di eventuali conguagli mediante i meccanismi di perequazione.

- 21.13 La copertura degli eventuali conguagli previsti ai precedenti paragrafi 21.9 e 21.12 viene effettuata con il gettito della componente tariffaria UG1.

#### ***Spunti per la consultazione***

S18. Osservazioni rispetto alle ipotesi di intervento volte a gestire la problematica della mancata restituzione del capitale investito nel caso di sostituzione di misuratori tradizionali con *smart meter* in attuazione delle disposizioni delle *Directive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas*.

## **22 Tasso di remunerazione del capitale investito**

- 22.1 Nel documento per la consultazione 170/2019/R/GAS, in relazione all'aggiornamento delle componenti a copertura dei costi di capitale, è stato sottolineato che con l'approvazione del TIWACC<sup>14</sup> le principali esigenze di adeguamento congiunturale del tasso di remunerazione del capitale investito sono state assorbite dai meccanismi di aggiornamento dello stesso TIWACC, le cui disposizioni sono di seguito richiamate.
- 22.2 Secondo quanto previsto dal TIWACC sono oggetto di aggiornamento in occasione delle revisioni tariffarie di periodo i parametri specifici  $\beta$  e il rapporto tra capitale di debito e capitale proprio (D/E).
- 22.3 L'articolo 6, del TIWACC, in deroga al principio generale secondo cui il livello di *gearing*, pari al rapporto tra il capitale di debito (D) e la somma (D+E) di capitale proprio (E) e capitale di debito (D), essendo specifico per ogni servizio, viene aggiornato in occasione delle revisioni periodiche della regolazione tariffaria dei singoli servizi infrastrutturali, prevede che i livelli di *gearing* da applicare per il triennio 2019-2021 siano fissati in occasione dell'aggiornamento *infra-periodo* dei parametri base, di cui all'articolo 5 del medesimo TIWACC,

---

<sup>14</sup> Il TIWACC è l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 2 dicembre 2015, 583/2015/R/COM, come successivamente modificato e integrato.

- con l'obiettivo di un primo graduale aggiustamento verso livelli più vicini a quelli adottati da altri regolatori europei, comunque non superiori al valore di 0,5.
- 22.4 Di conseguenza con la revisione tariffaria di periodo per i servizi di distribuzione e misura del gas devono essere fissati i valori del parametro  $\beta$  che troverà applicazione a partire dal 2020 e il livello di *gearing* che troverà applicazione a partire dal 2022.
- 22.5 Secondo quanto indicato nel TIWACC, la stima del coefficiente  $\beta$  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.
- 22.6 Nel medesimo l'Autorità ha poi ipotizzato, rispetto al parametro  $\beta$ , che nel quinto periodo di regolazione possa essere superata l'attuale differenziazione tra distribuzione e misura.
- 22.7 Nel documento 170/2019/R/GAS, in relazione alla tematica del tasso di remunerazione del capitale investito, l'Autorità ha ricordato che nel corso del quinto periodo di regolazione l'Autorità dovranno anche essere valutare le decisioni in relazione al livello di *gearing*. In sede di aggiornamento, rispetto al livello di *gearing*, l'Autorità ha optato per mantenere una differenziazione per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale rispetto agli altri servizi infrastrutturali regolati. Come indicato nel documento per la consultazione 558/2018/R/GAS l'osservazione dei dati effettivi del livello di *gearing* ha evidenziato significative differenze tra le imprese del campione, in particolare tra imprese quotate e imprese non quotate e, anche all'interno di questi due sottoinsiemi, in relazione alla loro dimensione. Nella prospettiva di adottare una struttura efficiente di costo riconosciuto l'Autorità ritiene che debba essere analizzata l'ipotesi di un eventuale riallineamento con quello degli altri servizi regolati, dunque aumentando il livello di *gearing* per i servizi di distribuzione e misura del gas, anche nella prospettiva di fornire incentivi alle aggregazioni.
- 22.8 Nell'ambito della consultazione l'ipotesi di allineamento dei livelli del parametro  $\beta$  per i servizi di distribuzione e misura non è stata condivisa dalle imprese distributrici e dalle loro associazioni. E' stato in particolare segnalato che per effetto della realizzazione dei piani di installazione degli *smart meter*, tuttora in corso, il servizio di misura sarebbe caratterizzato da condizioni e da una tecnologia in via di consolidamento, con il conseguente maggior profilo di rischio derivante dall'innovatività dell'infrastruttura in corso di realizzazione e sviluppo. E' stato proposto di rinviare la revisione del parametro  $\beta$  al prossimo periodo di regolazione, quando si sarà completato il processo di installazione degli *smart meter gas*.

- 22.9 Anche rispetto all'ipotesi di riallineare nel corso del periodo di regolazione il livello di *gearing* per i servizi di distribuzione e misura agli altri servizi regolati nell'ambito della consultazione è stata espressa una netta contrarietà da parte delle imprese distributrici e loro associazioni. In merito sono state segnalate in particolare la frammentazione del settore e le incertezze per gli operatori connesse ai meccanismi di concorrenza per il mercato (gare gas), nonché la maggiore difficoltà di accesso al credito.
- 22.10 Alla luce di quanto emerso dalla consultazione l'Autorità è orientata a confermare il proprio orientamento in relazione allo *spread* del parametro  $\beta$  tra distribuzione e misura del gas, in quanto ritiene che i meccanismi di regolazione adottati e le misure specifiche in via di adozione (si veda in particolare il paragrafo 21.10 e seguenti) volte a mitigare i rischi connessi allo sviluppo di una nuova tecnologia non siano compatibili con il riconoscimento di maggiorazioni del tasso di remunerazione. Peraltro, il processo di installazione degli *smart meter* è stato avviato ormai da cinque anni e si deve ritenere che le problematiche riscontrate in una prima fase siano state ormai superate.
- 22.11 Le decisioni sul livello di *gearing*, come indicato nel capitolo 5, sono rinviate al secondo semi-periodo (2023-2025). In quell'occasione saranno effettuati gli opportuni approfondimenti per rispetto alla scelta se allineare o meno il livello di *gearing* a quello previsto per gli altri servizi infrastrutturali regolati.

### ***Stima del parametro $\beta$***

- 22.12 Come ricordato nel paragrafo 22.5, ai sensi dell'articolo 7 del TIWACC la stima del coefficiente  $\beta$  è effettuata sulla base di analisi, su un periodo di riferimento almeno biennale, dei dati relativi a imprese dell'Area Euro operanti in Paesi con *rating* elevato, con la possibilità di allargare il campione di analisi nel caso in cui non si disponga di un numero di osservazioni statisticamente significativo anche a imprese che non svolgano in modo esclusivo le attività regolate oggetto di analisi.
- 22.13 Non risultano disponibili dati relativi a imprese che svolgano il solo servizio di distribuzione del gas in Paesi con *rating* elevato. Di conseguenza si considerano i dati disponibili relativi a imprese che operano in Paesi con *rating* elevato e che risultano svolgere anche l'attività di distribuzione, come riportati nella Tabella 3.

**Tabella 3 - Stima parametro  $\beta^{\text{asset}}$  su campione imprese operanti in Paesi dell'Area euro con *rating* elevato**

Paese	Rating	Impresa	Media 2017-2018		Media 2014-2018	
			Beta Asset RAW - Eurostox x600	Beta Asset ADJ - Eurostox x600	Beta Asset RAW - Eurostox x600	Beta Asset ADJ - Eurostox x600
Germania	AAA	<b>Mainova AG</b>	0,034	0,276	0,024	0,260
Germania	AAA	<b>EON</b>	0,504	0,512	0,342	0,353
Germania	AAA	<b>EnBW</b>	0,085	0,249	0,038	0,193
Germania	AAA	<b>RWE</b>	0,688	0,683	0,506	0,512
<b>Media</b>			<b>0,328</b>	<b>0,430</b>	<b>0,228</b>	<b>0,329</b>

Fonte: elaborazione dell'Autorità su dati Bloomberg

- 22.14 Come si evince dalla Tabella 3 i dati fanno riferimento a imprese integrate che operano in Germania e quindi riflettono la rischiosità di un paniere di attività, alcune delle quali svolte in regime di mercato che presentano un profilo di rischio più elevato.
- 22.15 Anche considerato il limitato numero di osservazioni disponibili risulta opportuno, ai fini dell'identificazione del coefficiente  $\beta$ , osservare i valori relativi ad altre imprese che svolgano anche attività di distribuzione e che o non operino in Paesi con *rating* elevato o non operino in Paesi dell'Area Euro. Per questo secondo *set* di imprese appare più opportuno, al fine di sterilizzare in qualche modo il rischio Paese, riportare stime relative agli indici nazionali.

**Tabella 4 - Stima parametro  $\beta^{\text{asset}}$  su imprese o che operano in Paesi dell'Area euro con rating non elevato o che non operano in Paesi dell'Area Euro**

Paese	Rating	Impresa	Media 2017-2018		Media 2014-2018	
			Beta Asset RAW	Beta Asset ADJ	Beta Asset RAW	Beta Asset ADJ
Italia	BBB	Acsm - Agam Spa	0,241	0,450	0,254	0,440
Italia	BBB	Ascopiave Spa	0,361	0,547	0,353	0,544
Spagna	A	Enagas Spa	0,229	0,299	0,242	0,310
Italia	BBB	Gas Plus	0,248	0,466	0,190	0,415
Italia	BBB	Italgas SpA	0,273	0,289	0,411	0,433
Italia	BBB	Hera	0,230	0,346	0,231	0,341
Italia	BBB	A2A	0,388	0,451	0,458	0,494
Italia	BBB	Iren	0,278	0,365	0,340	0,408
UK	AA	National Grid PLC	0,325	0,398	0,302	0,359
<b>Media</b>			<b>0,286</b>	<b>0,401</b>	<b>0,309</b>	<b>0,416</b>

Fonte: elaborazione dell'Autorità su dati Bloomberg

- 22.16 I dati riportati nelle Tabelle 3 e 4 mostrano una certa convergenza, tra i due campioni esaminati, dei valori del coefficiente  $\beta^{\text{asset}}$  nell'ultimo biennio rispetto alle medie quinquennali.
- 22.17 Se si osservano i dati storici rappresentati dal *beta asset raw*, si osserva una certa riduzione per il campione di imprese che operano in Paesi dell'Area euro con rating non elevato o che non operano in Paesi dell'Area euro (0,309 il valore medio quinquennale, 0,286 il valore dell'ultimo biennio), mentre si osserva un aumento del *beta asset raw* per le imprese che operano in Paesi dell'Area euro con rating elevato (0,228 il valore medio quinquennale, 0,328 il valore medio biennale).
- 22.18 Analogamente si osserva in relazione al valore *beta asset adjusted* che media i valori effettivi con l'assunzione che il  $\beta$  sia pari a 1. Per il campione di imprese operano in Paesi dell'Area euro con rating non elevato o che non operano in Paesi dell'Area euro si passa da un 0,416 con riferimento ai dati quinquennali a 0,401 con riferimento ai dati biennali. Per le imprese che operano in Paesi dell'Area euro con rating elevato si passa invece da 0,329 con riferimento ai dati quinquennali a 0,430 sui dati biennali.
- 22.19 Se si osserva il valore assunto dal coefficiente  $\beta$  per Italgas Spa, società concentrata sull'attività di distribuzione di gas, il valore osservato nel biennio 2017-2018 (la società risulta quotata dal 2016) risulta inferiore a 0,3 (sia i valori del *beta asset adjusted*, sia i valori del *beta asset raw*).
- 22.20 L'attuale livello del coefficiente  $\beta^{\text{asset}}$  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  $\beta^{\text{asset}}$  per gli altri servizi regolati: trasmissione dell'energia elettrica 0,35, trasporto del gas 0,364, distribuzione e misura dell'energia elettrica 0,39.

- 22.21 Su queste basi, tenuto conto che il quadro regolatorio ipotizzato nel presente documento prevede, nella sostanza, profili di rischio analoghi a quelli connessi al quadro regolatorio attuale, 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, l'Autorità ritiene ragionevole che il coefficiente  $\beta^{\text{asset}}$  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.

**PARTE V**  
**SISTEMA TARIFFARIO**

**23 Il sistema tariffario per il primo triennio del quinto periodo regolatorio**

- 23.1 Nel documento per la consultazione 170/2019/R/GAS l’Autorità, in relazione al disegno del sistema tariffario, ha indicato l’esigenza di valutare con attenzione le scelte che vengono operate in relazione all’ampiezza della socializzazione dei costi, in particolare delle nuove reti, alla struttura tariffaria e all’applicazione del decoupling tra tariffa obbligatoria (che dimensiona il costo per i clienti finali) e tariffa di riferimento (in base alla quale sono calcolati i ricavi ammessi per le imprese distributrici).
- 23.2 Nel medesimo documento, rispetto alla tematica del disegno della struttura e dell’articolazione tariffaria, l’Autorità ha sottolineato che le esigenze di *cost reflectivity* debbano essere declinate nella prospettiva dell’allocazione efficiente delle risorse, valutando gli impatti della struttura tariffaria sulle scelte dei clienti finali, anche in relazione all’esigenza di favorire il pieno utilizzo delle infrastrutture esistenti (a cui sono associati tipicamente *sunk cost*).
- 23.3 Tale impostazione è risultata in generale condivisa nell’ambito della consultazione.
- 23.4 Come indicato nel capitolo 5, l’Autorità intende dare attuazione alla eventuale riforma della struttura della tariffa del servizio di distribuzione del gas naturale nel secondo triennio del quinto periodo di regolazione, a partire dunque dal 2024.
- 23.5 Il sistema tariffario per il primo triennio del quinto periodo di regolazione è pertanto definito in continuità con l’impostazione esistente nel precedente periodo.
- 23.6 Il sistema tariffario prevede la determinazione di una tariffa obbligatoria, applicata ai clienti finali, e di una tariffa di riferimento, che definisce il ricavo ammesso per ciascuna impresa distributtrice a copertura del costo riconosciuto.
- 23.7 Un meccanismo di perequazione consente di coprire gli squilibri tra ricavi ammessi dalla tariffa di riferimento e ricavi effettivi ottenuti applicando la tariffa obbligatoria.

## 24 Tariffa di riferimento

### *Tariffa di riferimento per il servizio di distribuzione*

- 24.1 La tariffa di riferimento per il servizio di distribuzione, denominata tariffa *TVD*, è composta, in ciascun anno  $t$ , dalle seguenti componenti:
- $t(cen)_t^{cap}$ , espressa in euro per punto di riconsegna, a copertura della remunerazione del capitale investito e degli ammortamenti relativi a immobilizzazioni centralizzate;
  - $t(dis)_{t,c,i}^{rem}$ , espressa in euro per punto di riconsegna, a copertura della remunerazione del capitale investito relativo alle immobilizzazioni materiali di località proprie del servizio di distribuzione, per le località a regime  $i$  nell'anno  $t$ ;
  - $t(dis)_{t,c,i}^{amm}$ , espressa in euro per punto di riconsegna, a copertura degli ammortamenti relativi alle immobilizzazioni materiali di località proprie del servizio di distribuzione, per le località a regime  $i$  nell'anno  $t$ ;
  - $t(dis)_{t,d,r}^{ope}$ , espressa in euro per punto di riconsegna, a copertura dei costi operativi relativi al servizio di distribuzione fornito nelle località a regime nell'anno  $t$ , che risultano gestite sulla base delle vecchie concessioni comunali o sovracomunali. Tale componente è differenziata in base alla densità  $d$  e alla classe dimensionale  $r$ , relativa al perimetro servito da ciascuna impresa distributrice nell'anno  $t-1$ , come individuato sulla base della configurazione comunicata in sede di raccolta dati. In relazione alla densità si distinguono tre fasce: alta densità (oltre 0,12 pdr per metro di condotta), media densità (oltre 0,07 e fino a 0,12 punti di riconsegna per metro di condotta) e bassa densità (fino a 0,07 punti di riconsegna per metro di condotta). In relazione alla dimensione si distinguono tre classi: grandi (oltre 300.000 punti di riconsegna serviti), medie (oltre 50.000 e fino a 300.000 punti di riconsegna) e piccole (fino a 50.000 punti di riconsegna);
  - $t(dis)_{t,d,g}^{ope}$ , espressa in euro per punto di riconsegna, a copertura dei costi operativi relativi al servizio di distribuzione fornito nelle località a regime nell'anno  $t$ , che risultano gestite sulla base di gestioni d'ambito. Tale componente è differenziata in base alla densità  $d$ , 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  $g$ . In relazione alla dimensione si distinguono gli ambiti che comprendono fino a 300.000 punti di riconsegna e gli ambiti con oltre 300.000 punti di riconsegna;
  - $t(dis)_{t,g}^{cou}$ , espressa in euro per punto di riconsegna, a copertura degli oneri connessi alla corresponsione alla stazione appaltante dell'*una tantum* di cui all'articolo 8, comma 1, del decreto 226/11, relativi all'anno  $t$  e riferiti all'ambito  $g$ ;

- $t(dis)_{t,g}^{coa}$ , espressa in euro per punto di riconsegna, a copertura degli oneri connessi alla corresponsione alla stazione appaltante del corrispettivo annuale di cui all'articolo 8, comma 2, del decreto 226/11, relativi all'anno  $t$  e riferiti all'ambito  $g$ .

24.2 L'Autorità è orientata a confermare anche la disciplina specifica per le località in avviamento<sup>15</sup>. Secondo tale disciplina in luogo delle componenti a copertura dei costi di capitale di località relative al servizio di distribuzione,  $t(dis)_{t,c,i}^{rem}$  e  $t(dis)_{t,c,i}^{amm}$ , è previsto il riconoscimento di un ammontare  $CAP_{t,c,i}^{avv,dis}$ , calcolato sulla base dei costi effettivi sostenuti, espresso in euro, nei limiti di un tetto fissato dall'Autorità e in luogo della componente a copertura dei costi operativi di località  $t(dis)_{t,d,r}^{ope}$  o  $t(dis)_{t,d,g}^{ope}$  è riconosciuta la componente  $t(dis)_t^{avv}$ .

#### ***Tariffa di riferimento per il servizio di misura***

24.3 La tariffa di riferimento per il servizio di misura è denominata tariffa *TVM* ed è composta dalle seguenti componenti:

- $t(mis)_{t,c,i}^{rem}$ , espressa in euro per punto di riconsegna, a copertura della remunerazione del capitale investito relativo alle immobilizzazioni materiali di località proprie del servizio di misura, per le località a regime  $i$  nell'anno  $t$ ;
- $t(mis)_{t,c,i}^{amm}$ , espressa in euro per punto di riconsegna, a copertura degli ammortamenti relativi alle immobilizzazioni materiali di località proprie del servizio di misura, per le località a regime  $i$  nell'anno  $t$ ;
- $t(inc)_t^{ope}$ , espressa in euro per punto di riconsegna, a copertura dei costi operativi relativi alle funzioni di installazione e manutenzione di tutti i gruppi di misura;
- $VER_{t,c}$ , espressa in euro, a copertura dei costi relativi alle verifiche metrologiche dei gruppi di misura di classe maggiore di G6 conformi ai requisiti delle *Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas*;
- $t(rac)_t^{ope}$ , espressa in euro per punto di riconsegna, a copertura dei costi operativi relativi alla funzione di raccolta, validazione e registrazione delle misure;
- $TEL_{t,c}$ , espressa in euro, a copertura dei costi centralizzati per il sistema di telelettura/telegestione, che trova applicazione nel primo triennio 2020-2022;

<sup>15</sup> Il periodo di avviamento è il periodo intercorrente tra la data di prima fornitura del gas e il 31 dicembre del secondo anno successivo all'anno di prima fornitura.

- $CON_{t,c}$ , espressa in euro a copertura dei costi dei concentratori, che trova applicazione nel primo triennio 2020-2022.

- 24.4 In relazione alle componenti  $TEL_{t,c}$  e  $CON_{t,c}$  è prevista l'applicazione di un tetto decrescente negli anni, fissato con la deliberazione 904/2017/R/gas, con l'obiettivo di raggiungere un livello pari a 2,74 euro/pdr (a prezzi 2017) nell'anno 2022.
- 24.5 L'Autorità è orientata a confermare anche la disciplina specifica per le località in avviamento<sup>16</sup>. Secondo tale disciplina in luogo delle componenti a copertura dei costi di capitale di località relative al servizio di misura,  $t(mis)_{t,c,i}^{rem}$  e  $t(mis)_{t,c,i}^{amm}$ , è previsto il riconoscimento di un ammontare  $CAP_{t,c,i}^{avv,mis}$ , calcolato sulla base dei costi effettivi sostenuti, espresso in euro.

#### ***Tariffa di riferimento relativa alla commercializzazione***

- 24.6 La tariffa di riferimento relativa alla commercializzazione dei servizi di distribuzione e di misura è denominata  $COT$  ed è composta dalla componente  $t(cot)_t$ , espressa in euro per punto di riconsegna, a copertura dei costi operativi relativi ai servizi di commercializzazione della distribuzione e della misura.

### **25 Vincolo ai ricavi ammessi**

- 25.1 Per ciascuna impresa distributrice  $c$ , in ciascun anno  $t$ , è determinato un vincolo ai ricavi ammessi  $VRT_{t,c}$  a copertura dei costi per l'erogazione del servizio di distribuzione e del servizio di misura.
- 25.2 Il vincolo ai ricavi ammessi  $VRT_{t,c}$  è composto da tre parti:
- vincolo ai ricavi ammessi a copertura del servizio di distribuzione  $VRD_{t,c}$ ;
  - vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi del servizio di misura  $VRM_{t,c}$ ;
  - vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi per la commercializzazione dei servizi di distribuzione e di misura  $VRC_{t,c}$ .

#### ***Vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi centralizzati***

- 25.3 Il vincolo ai ricavi ammessi  $VRD_{t,c}$  è suddiviso in due elementi:
- vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi centralizzati  $VRD_{t,c}^{CEN}$ ;

---

<sup>16</sup> Il periodo di avviamento è il periodo intercorrente tra la data di prima fornitura del gas e il 31 dicembre del secondo anno successivo all'anno di prima fornitura.

- vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi di località  $VRD_{t,c}^{LOC}$ .

25.4 Per ciascun anno  $t$  del periodo di regolazione 2014-2019 e per ciascuna impresa distributtrice  $c$  il vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi centralizzati è determinato secondo la seguente formula:

$$VRD_{t,c}^{CEN} = t(cen)_t^{cap} \cdot NUA_{t,c}^{eff}$$

dove

- $NUA_{t,c}^{eff}$  è il numero di punti di riconsegna attivi effettivamente serviti nell'anno  $t$  dall'impresa  $c$ , calcolato come rapporto tra il ricavo rinveniente di competenza del medesimo anno  $t$  dall'applicazione della componente  $t(cot)$ , di cui è data separata evidenza contabile, e il valore unitario della componente  $t(cot)$  nel medesimo anno  $t$ .

***Vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi di località del servizio di distribuzione***

25.5 Per ciascun anno  $t$  e per ciascuna impresa distributtrice  $c$ , il vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi di località  $VRD_{t,c}^{LOC}$  è determinato secondo la seguente formula:

$$\begin{aligned} VRD_{t,c}^{LOC} = & \sum_i [t(dis)_{t,c,i}^{rem} + t(dis)_{t,c,i}^{amm} + t(dis)_{t,d,r}^{ope}] \cdot NUA_{t,c,i}^{att,reg} \cdot \omega_{t,i} \\ & + t(dis)_t^{avv} \cdot NUA_{t,c}^{eff,avv} + \sum_i CAP_i^{avv,dis} \\ & + [t(dis)_{t,g}^{cou} + t(dis)_{t,g}^{coa} + t(dis)_{t,d,g}^{ope}] \cdot NUA_{t,c,i}^{att,reg} (1 - \omega_{t,i}) \end{aligned}$$

dove:

- $NUA_{t,c,i}^{att,reg}$ , con riferimento alle località a regime nell'anno  $t$ , il numero di punti di riconsegna atteso per l'anno  $t$  assunto pari al dato relativo all'anno  $t-2$ ;
- $NUA_{t,c}^{eff,reg}$  è il numero di punti di riconsegna attivi effettivamente serviti nell'anno  $t$  dall'impresa  $c$  nelle località a regime nell'anno  $t$ , calcolato come rapporto tra il ricavo rinveniente di competenza del medesimo anno  $t$  dall'applicazione della componente  $t(cot)$ , di cui è data separata evidenza contabile, e il valore unitario della componente  $t(cot)$  nel medesimo anno  $t$ ;
- $NUA_{t,c}^{eff,avv}$  è il numero di punti di riconsegna attivi effettivamente serviti nell'anno  $t$  dall'impresa  $c$  nelle località in avviamento nell'anno  $t$ , calcolato

come rapporto tra il ricavo rinveniente di competenza del medesimo anno  $t$  dall'applicazione della componente  $t(cot)$ , di cui è data separata evidenza contabile, e il valore unitario della componente  $t(cot)$  nel medesimo anno  $t$ ;

- $CAP_i^{avv,dis}$  è un valore in Euro, pari alla somma della remunerazione del capitale investito e degli ammortamenti relativi al servizio di distribuzione, calcolato per la località  $i$  in avviamento nell'anno  $t$ ;
- $\omega_{t,i}$  è la frazione d'anno (rapportata a 365 o 366 giorni, negli anni bisestili) in cui nell'anno  $t$  una località è stata gestita in base alle gestioni comunali o sovracomunali.

### ***Vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi di telettura, telegestione e concentratori***

25.6 Per ciascun anno  $t$  e per ciascuna impresa distributrice  $c$ , il vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi del servizio di misura  $VRM_{t,c}$  è suddiviso in due elementi:

- vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi centralizzati del servizio di misura  $VRM_{t,c}^{CEN}$  ;
- vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi di località  $VRM_{t,c}^{LOC}$  .

25.7 Per il triennio 2020-2022, per ciascun anno  $t$  e per ciascuna impresa distributrice  $c$ , il vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi centralizzati relativi al servizio di misura è determinato secondo la seguente formula:

$$VRM_{t,c}^{cen} = \min(TEL_{t,c} + CON_{t,c} + OPTC_{t,c}; tetto \cdot NUA_{t,c}^{eff,reg})$$

dove:

- $NUA_{t,c,i}^{att,reg}$ , con riferimento alle località a regime nell'anno  $t$ , il numero di punti di riconsegna atteso per l'anno  $t$  assunto pari al dato relativo all'anno  $t-2$ ;
- $OPTC_{t,c}$  sono i costi operativi riconosciuti relativi alle funzioni di telettura/telegestione e concentratori.
- $tetto$  è il tetto massimo ai riconoscimenti a copertura dei costi relativi ai sistemi di telettura/telegestione e concentratori.

### ***Vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi di località del servizio di misura***

25.8 Per ciascun anno  $t$  e per ciascuna impresa distributrice  $c$ , il vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi di località del servizio di misura è determinato secondo la seguente formula:

$$VRM_{t,c}^{LOC} = \sum_i [t(mis)_{t,c,i}^{rem} + t(mis)_{t,c,i}^{amm}] \cdot NUA_{t,c,i}^{att,reg} +$$

$$+ [t(inc)_t^{ope} + t(rac)_t^{ope}] \cdot NUA_{t,c}^{eff} + \sum_i CAP_i^{avv,mis}$$

dove:

- $NUA_{t,c,i}^{att,reg}$ , con riferimento alle località a regime nell'anno  $t$ , il numero di punti di riconsegna atteso per l'anno  $t$  assunto pari al dato relativo all'anno  $t-2$ ;
- $NUA_{t,c}^{eff}$  è il numero di punti di riconsegna attivi effettivamente serviti nell'anno  $t$  dall'impresa  $c$ , calcolato come rapporto tra il ricavo rinveniente di competenza del medesimo anno  $t$  dall'applicazione della componente  $t(cot)$ , di cui è data separata evidenza contabile, e il valore unitario della componente  $t(cot)$  nel medesimo anno  $t$ ;
- $CAP_i^{avv,mis}$  è un valore in Euro, pari alla somma della remunerazione del capitale investito e degli ammortamenti relativi al servizio di misura, calcolato, per la località  $i$  in avviamento nell'anno  $t$ .

### ***Vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi di commercializzazione***

25.9 Per ciascun anno  $t$  e per ciascuna impresa distributrice  $c$ , il vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi di commercializzazione dei servizi di distribuzione e misura del gas naturale è determinato secondo la seguente formula:

$$VRC_{t,c} = t(cot)_t \cdot NUA_{t,c}^{eff}$$

dove

- $NUA_{t,c}^{eff}$  è il numero di punti di riconsegna attivi effettivamente serviti nell'anno  $t$  dall'impresa  $c$ , calcolato come rapporto tra il ricavo rinveniente di competenza del medesimo anno  $t$  dall'applicazione della componente  $t(cot)$ , di cui è data separata evidenza contabile, e il valore unitario della componente  $t(cot)$  nel medesimo anno  $t$ .

## **26 Tariffa obbligatoria**

### ***Gli ambiti tariffari***

26.1 Ciascuna impresa distributrice applica alle attuali e potenziali controparti di contratti aventi ad oggetto i servizi di distribuzione del gas naturale e misura del gas naturale una tariffa obbligatoria fissata dall'Autorità a copertura dei costi relativi ai servizi di distribuzione, misura e commercializzazione.

- 26.2 Le tariffe sono differenziate per ambito tariffario e riflettono i costi del servizio in ciascuno di tali ambiti. Sono identificati i seguenti ambiti tariffari:
- *Ambito nord occidentale*, comprendente le regioni Valle d'Aosta, Piemonte e Liguria;
  - *Ambito nord orientale*, comprendente le regioni: Lombardia, Trentino – Alto Adige, Veneto, Friuli - Venezia Giulia, Emilia – Romagna;
  - *Ambito centrale*, comprendente le regioni Toscana, Umbria e Marche;
  - *Ambito centro-sud orientale*, comprendente le regioni Abruzzo, Molise, Puglia, Basilicata;
  - *Ambito centro-sud occidentale*, comprendente le regioni Lazio e Campania;
  - *Ambito meridionale*, comprendente le regioni Calabria e Sicilia.
- 26.3 Nell'ambito della consultazione, in relazione alle ipotesi di metanizzazione della Sardegna, rispetto alle quali l'Autorità aveva ipotizzato l'introduzione di uno specifico ambito tariffario, numerosi soggetti che hanno partecipato alla consultazione hanno segnalato l'esigenza di non penalizzare gli eventuali futuri clienti finali sardi.
- 26.4 L'Autorità che non ha poteri in materia di definizione della politica energetica del Paese, in merito, ritiene che sia compito del regolatore di settore, fornire al decisore politico elementi che consentano di assumere le scelte più efficienti per soddisfare il fabbisogno energetico della Sardegna nel quadro delle strategie di sviluppo che il Paese si sta dando in tale ambito, a sostegno della competitività del Paese e a tutela dei clienti finali.
- 26.5 A questo scopo l'Autorità, con la deliberazione 335/2019/R/GAS ha previsto l'effettuazione di uno studio indipendente finalizzato ad 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; 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.
- 26.6 Fermo restando che la soluzione proposta, che prevede la realizzazione di un ambito tariffario sardo, lungi dal voler costituire una penalizzazione dei clienti sardi, appare quella che meglio si concilia con l'obiettivo di coniugare semplicità tariffaria e mantenimento di un criterio di aderenza ai costi del servizio, potrà comunque essere oggetto di ulteriori valutazioni in esito alle analisi in corso e alle conseguenti decisioni di assetto infrastrutturale energetico dell'isola.

### ***La struttura della tariffa obbligatoria***

- 26.7 La tariffa obbligatoria è composta dalle seguenti componenti differenziate per ambito tariffario:
- $\tau_1$ , composta dagli elementi  $\tau_1(dis)$ ,  $\tau_1(mis)$ ,  $\tau_1(cot)$ , espressi in euro per punto di riconsegna;
  - $\tau_3$ , composta dall'elemento  $\tau_3^f(dis)$ , espresso in centesimi di euro per *standard metro cubo*, differenziato per scaglione di consumo  $f$ ;
  - $GS$ , espressa in centesimi di euro/*standard metro cubo*, a copertura del sistema di compensazione tariffaria per i clienti economicamente disagiati;
  - $RE$ , espressa in centesimi di euro/*standard metro cubo*, a copertura degli oneri che gravano sul *Fondo per misure ed interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale*, sul *Fondo di garanzia a sostegno della realizzazione di reti di teleriscaldamento*, e sul *Conto per lo sviluppo tecnologico e industriale*;
  - $RS$ , espressa in centesimi di euro/*standard metro cubo*, a copertura degli oneri gravanti sul *Conto per la qualità dei servizi gas*;
  - $UG_1$ , espressa in centesimi di euro/*standard metro cubo*, a copertura di eventuali squilibri dei sistemi di perequazione e a copertura di eventuali conguagli;
  - $UG_2$ , espressa in centesimi di euro/*standard metro cubo* e in euro per punto di riconsegna, a compensazione dei costi di commercializzazione della vendita al dettaglio;
  - $UG_3$ , espressa in centesimi di euro/*standard metro cubo*, a copertura degli oneri connessi all'intervento di interruzione;
  - $ST$ , espressa in euro per punto di riconsegna, relativa allo sconto tariffario di gara di cui all'articolo 13 del decreto 226/11;
  - $VR$ , espressa in euro per punto di riconsegna, a copertura della differenza tra VIR e RAB.
- 26.8 L'elemento  $\tau_1(dis)$ , espresso in euro per punto di riconsegna, è destinato alla copertura di quota parte dei costi di capitale relativi al servizio di distribuzione.
- 26.9 L'elemento  $\tau_3^f(dis)$ , espresso in centesimi di euro per *standard metro cubo*, articolato per scaglioni tariffari è destinato alla copertura dei costi operativi e della quota parte dei costi di capitale che non trovano copertura dall'applicazione delle quote fisse  $\tau_1(dis)$ .
- 26.10 L'elemento  $\tau_3^f(dis)$  è ottenuto moltiplicando i corrispettivi dell'articolazione tariffaria di riferimento per i coefficienti correttivi  $\varepsilon_{i,s}$  dell'ambito tariffario  $s$ .
- 26.11 L'elemento  $\tau_1(mis)$ , espresso in euro per punto di riconsegna, è destinato alla copertura dei costi operativi e di capitale relativi al servizio di misura ed è differenziato per ambito tariffario.

- 26.12 L'elemento  $\tau_I(cot)$ , espresso in euro per punto di riconsegna, è destinato alla copertura dei costi del servizio di commercializzazione ed è uguale in tutto il territorio nazionale.
- 26.13 Le componenti  $\tau_I(dis)$  e  $\tau_I(mis)$  sono articolate per scaglioni.

### ***La componente ST***

- 26.14 Come precisato nei chiarimenti dell'Autorità del 3 marzo 2015, la componente è differenziata per ambito tariffario. La componente ST riflette lo sconto tariffario offerto in sede di gara per l'aggiudicazione del servizio ai sensi delle disposizioni dell'articolo 13, comma 1, lettera a), punto i (sconto sulla copertura del differenziale VIR-RAB) e punto ii (sconto sulla copertura degli oneri annuali versati alla stazione appaltante) del decreto n. 226/11. La componente ST della tariffa obbligatoria si configura, ai sensi dell'articolo 40, comma 3, della RTDG, come una socializzazione a livello di ambito tariffario del valore degli sconti offerti, sia sulla copertura del differenziale VIR-RAB che sulla copertura degli oneri annuali versati alle stazioni appaltanti, per gli ATEM appartenenti all'ambito tariffario che, nell'anno di applicazione della tariffa, sono interessati dalle nuove gestioni d'ambito.
- 26.15 Nel medesimo chiarimento è stato precisato, in relazione alla determinazione della componente a copertura dello sconto tariffario, che, nei casi di disaccordo tra ente locale e impresa distributrice sul valore di rimborso, ai fini tariffari, all'esito della definitiva fissazione del valore di rimborso, relativamente al valore del capitale investito, si dovranno ripristinare *ex tunc* le condizioni connesse ad una diversa valutazione del VIR. Lo sconto tariffario, invece, non verrà modificato, essendo un valore offerto dal partecipante in sede di gara, come percentuale rispetto ad un valore massimo di sconto il cui primo termine (punto i. della lettera a) dell'art.13, comma 1 del decreto n. 226/11) è definito in sede di gara, considerando il valore di riferimento di cui all'art. 5 comma 16, per le reti in cui non è stato concordemente definito il valore di rimborso. L'art.5, comma 16 prevede, infatti, che il valore di riferimento sia utilizzato ai fini della gara, in particolare per la verifica dei requisiti di partecipazione e per la valutazione delle offerte.

## **27 Meccanismi di perequazione**

- 27.1 La perequazione dei costi e dei ricavi di distribuzione e di misura per il triennio 2020-2022, che si applicano obbligatoriamente a tutte le imprese distributrici, si articola in:
- perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione;

- perequazione dei costi relativi al servizio di misura.

***Perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione – Importo a consuntivo***

27.2 In ciascun anno  $t$  l'ammontare di perequazione  $PD_{t,c}$ , riconosciuto a consuntivo a ciascuna impresa distributrice, relativo alla perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione è pari a:

$$PD_{t,c} = VRD_{t,c} - RE_{t,c} - \sum_b PD_{t,c,b}^{acc} - DEF_{t,c}$$

dove:

- $RE_{t,c}$  è il ricavo effettivo di competenza dell'anno  $t$ , ottenuto dall'applicazione delle tariffe obbligatorie ai clienti titolari dei contratti per il servizio di distribuzione, al lordo della componente  $ST$ , nei punti di riconsegna serviti dall'impresa  $c$  nel medesimo anno;
- $PD_{t,c,b}^{acc}$  è la somma degli ammontari di perequazione in acconto per ciascun bimestre  $b$ ;
- $DEF_{t,c}$  è l'ammontare equivalente ai ricavi relativi all'anno  $t$ , derivanti dall'applicazione della tariffa obbligatoria per i servizi di distribuzione misura e relativa commercializzazione, riferito ai punti di riconsegna per i quali l'impresa non abbia portato ad esito la disalimentazione fisica di cui al comma 40.2 del TIVG, nei termini previsti dal medesimo comma, determinato ai sensi dell'Articolo 43 del TIVG.

27.3 E' opportuno ricordare che, sempre come indicato nei chiarimenti dell'Autorità del 3 marzo 2015, i ricavi effettivi da utilizzare nella perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione, per il confronto con il vincolo ai ricavi, siano al lordo della componente  $ST$ . Il riferimento al ricavo effettivo di competenza  $RE$  al lordo della componente  $ST$  è da intendersi al lordo degli effetti della componente  $ST$  che riflette lo sconto tariffario. Ai fini della definizione dell'ammontare di perequazione, al ricavo da tariffa obbligatoria va quindi sommata algebricamente la differenza tra la componente  $ST$  specifica d'ambito di concessione (con segno  $+$ ) e la componente  $ST$  effettivamente applicata ( $ST$  d'ambito tariffario). Tale regola si applica sia nel caso di cespiti valutati a  $VIR$ , sia nel caso di cespiti valutati a  $RAB$ .

***Perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione – Importo in acconto***

27.4 In ciascun anno  $t$  e per ciascuna impresa distributrice  $c$ , l'Autorità determina entro il 31 gennaio un ammontare di perequazione bimestrale d'acconto  $PD_{t,c,b}^{acc}$ , calcolato secondo la seguente formula:

$$PD_{t,c,b}^{acc} = (VRD_{t,c}^{att} - RE_{t,c}^{att}) \cdot \frac{1}{6}$$

dove:

- $VRD_c^{att}$  è il valore del vincolo ai ricavi ammessi per l'impresa di distributrice  $c$ , atteso per l'anno  $t$ , come stimato dall'Autorità;
- $RE_c^{att}$  è il ricavo atteso per l'anno  $t$ , stimato dall'Autorità, derivante dall'applicazione della tariffa obbligatoria, stimato dall'Autorità.

27.5 L'Autorità intende introdurre criteri per la determinazione degli importi in acconto nei casi di indisponibilità di dati.

### ***Perequazione dei ricavi relativi al servizio di misura***

27.6 In ciascun anno  $t$ , l'ammontare di perequazione  $PM_{t,c}$ , riconosciuto a consuntivo a ciascuna impresa distributrice, è pari a:

$$PM_{t,c} = CS_{t,c}^{switch} - RE_{t,c}^{switch} + VRM_{t,c} - RE_{t,c}^{mis} - RPM_{t,c}$$

dove:

- $CS_{t,c}^{switch}$  è il costo *standard* per le letture di *switch*, in eccedenza al numero di letture di *switch* dell'anno 2018, effettuate nell'anno  $t$  dall'impresa distributrice  $c$ , ottenuto dal prodotto del corrispettivo unitario per *switch*, fissato dall'Autorità per l'anno  $t$  pari a 5 euro, per il numero di letture di *switch* effettive dell'anno  $t$ ;
- $RE_{t,c}^{switch}$  è il ricavo conseguito applicando la quota parte della componente tariffaria  $\tau_l(mis)$  destinata alla copertura dell'incremento del numero di letture di *switch* rispetto all'anno 2018, fissata unitariamente pari a 0,10 euro per punto di riconsegna per anno;
- $RE_{t,c}^{mis}$  è il ricavo conseguito applicando la componente tariffaria  $\tau_l(mis)$  al netto della componente a copertura dei costi di *switch*, assunta pari a 0,10 euro per punto di riconsegna per anno;
- $RPM_{t,c}$  è la penale relativa a ciascuna impresa distributrice  $c$ , in relazione al grado di assolvimento degli obblighi previsti dalle disposizioni delle *Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas*. In termini formali:

$$RPM_{t,c} = \sum_g \max(\Delta N_c^g; 0) * P_g$$

con:

- $P_g$  è la penale unitaria per singolo gruppo di misura, appartenente alla classe  $g$  non installato nei termini previsti;
- $\Delta N_c^g = \min( N_c^g|_{previsti} - N_c^g|_{installati}; 0,5 * N_c^g|_{previsti} )$

dove

- $N_c^g|_{previsti}$  è il numero di punti di riconsegna, dotati di gruppi di misura della classe  $g$ , serviti dall'impresa distributrice  $c$ , per i quali entro il 31 dicembre dell'anno  $t$  è prevista, ai sensi delle *Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas*, l'installazione di gruppi di misura aventi i requisiti minimi definiti nella medesima deliberazione;
- $N_c^g|_{installati}$  è il numero di punti di riconsegna, dotati di gruppi di misura della classe  $g$ , serviti dall'impresa distributrice  $c$ , per i quali entro il 31 dicembre dell'anno  $t$  è stato messo in servizio un gruppo di misura avente i requisiti minimi di cui alle *Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas*.

27.7 Nei casi in cui, per la singola impresa distributrice, risulti:

$$\sum_g N_c^g|_{previsti} - \sum_g N_c^g|_{installati} > 0,5 * \sum_g N_c^g|_{previsti}$$

l'Autorità avvia un procedimento finalizzato alla erogazione di una sanzione per inottemperanza alle disposizioni di cui al comma 10.1 delle *Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas* in relazione all'inadempienza eccedente la quota oggetto di penale.

### ***Quantificazione ed erogazione dei saldi di perequazione***

27.8 L'Autorità intende confermare le regole che disciplinano determinazioni, erogazioni e incassi della Cassa per i servizi energetici e ambientali.

***Spunti per la consultazione***

S19. Osservazioni in relazione alle ipotesi relative all'impostazione del sistema tariffario.

S20. Osservazioni rispetto alla definizione degli ambiti tariffari.

## **PARTE VI**

### **GAS DIVERSI DAL NATURALE**

#### **28 Ipotesi di regolazione tariffaria**

- 28.1 Nel documento per la consultazione 170/2019/R/GAS l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti per la 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).

#### **29 Perimetro di applicazione della regolazione tariffaria dell'Autorità**

- 29.1 Come indicato nel documento per la consultazione 170/2019/R/GAS, per il quinto periodo di regolazione l'Autorità è orientata a prevedere che rientrino nell'ambito di applicazione della regolazione tariffaria le sole reti canalizzate che siano gestite in concessione, introducendo un limite inferiore di 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.
- 29.2 Tale impostazione è risultata condivisa nell'ambito della consultazione. Alcuni soggetti hanno suggerito di raccogliere comunque i dati anche per le reti che non raggiungono i 300 punti di riconsegna serviti.

#### **30 Criteri di riconoscimento dei costi operativi**

- 30.1 Rispetto al riconoscimento dei costi operativi, l'Autorità, nel documento per la consultazione ha ipotizzato 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.
- 30.2 Tale orientamento è risultato condiviso nell'ambito della consultazione.

### **31 Criteri di riconoscimento dei costi di capitale**

- 31.1 Nel documento per la consultazione 170/2019/R/GAS, al fine di prevedere uno sviluppo della regolazione per le reti di distribuzione di gas diversi dal naturale coerente con le logiche adottate per la regolazione delle reti di distribuzione del gas naturale ha ipotizzato di introdurre anche per la regolazione dei gas diversi dal naturale logiche di riconoscimento a costi *standard*, al fine di favorire percorsi di efficientamento nella realizzazione delle reti.
- 31.2 Rispetto a tale ipotesi un soggetto ha segnalato che l'adozione di logiche parametriche potrebbe favorire la semplificazione delle regole di rendicontazione ai fini della regolazione tariffaria. Lo stesso soggetto segnala che la definizione di forme di riconoscimento parametrico debba comunque garantire la giusta e coerente remunerazione degli investimenti.
- 31.3 L'Autorità ritiene opportuno che per il primo triennio del quinto periodo di regolazione si prosegua con valutazione degli investimenti a consuntivo e che i meccanismi di riconoscimento fondati su costi *standard* possano trovare applicazione a partire dal secondo triennio del quinto periodo di regolazione.

### **32 Ambiti tariffari gas diversi e struttura dell'opzione tariffaria gas diversi**

- 32.1 Le ipotesi relative a definizione degli ambiti tariffari gas diversi e struttura dell'opzione tariffaria gas diversi illustrate nel documento per la consultazione 170/2019/R/GAS sono risultate condivise.

#### ***Spunti per la consultazione***

- S21. Osservazioni rispetto alle ipotesi di regolazione tariffaria delle reti canalizzate di distribuzione di gas diversi.

## **PARTE VII**

### **RETI ISOLATE DI DISTRIBUZIONE DI GAS NATURALE**

#### **33 Regolazione delle reti isolate alimentate con gas naturale liquefatto (GNL)**

- 33.1 Rispetto alle reti isolate alimentate con GNL o gas sostitutivi del GNL, nel documento per la consultazione 170/2019/R/GAS, in linea con quanto già prospettato nell'ambito del documento per la consultazione 5 aprile 2018, 215/2018/R/GAS, in cui sono stati illustrati gli orientamenti dell'Autorità ai fini dell'attuazione delle disposizioni dell'articolo 14 del decreto legislativo 16 dicembre 2016, n. 257, in materia di reti isolate di GNL, l'Autorità ha prospettato che ai fini della determinazione del regime tariffario da applicare con riferimento a reti isolate di GNL, da intendersi come reti di distribuzione di gas naturale alimentate mediante GNL non interconnesse direttamente o indirettamente con la rete di trasporto nazionale o reti di trasporto regionale di gas naturale, in analogia con quanto previsto in relazione al servizio di distribuzione di gas diversi a mezzo di reti canalizzate, i corrispettivi relativi ai servizi di distribuzione e misura coprano i costi delle infrastrutture di rete, i costi di esercizio e manutenzione delle reti canalizzate e il costo di depositi di stoccaggio criogenico e di rigassificatori locali direttamente connessi alle medesime reti canalizzate di distribuzione.
- 33.2 Nel medesimo documento per la consultazione è stato ipotizzato che i corrispettivi relativi ai servizi di distribuzione e misura trovino applicazione in ciascun ambito formato dall'insieme delle località fornite con reti isolate alimentate mediante GNL appartenenti alla medesima regione e servite dalla medesima impresa distributrice, distinto dall'ambito gas diversi.
- 33.3 Tale impostazione è risultata condivisa dall'associazione dei distributori dei gas diversi, mentre alcune imprese distributrici di gas naturale e loro associazioni non hanno condiviso tale impostazione, ritenendo che il GNL ai fini dell'immissione in rete deve essere rigassificato e che pertanto le reti di distribuzione alimentate con GNL sono assimilabili in tutto e per tutto alle reti di distribuzione di gas naturale interconnesse con la rete di trasporto nazionale.
- 33.4 E' stato poi sottolineato che le tali reti saranno ricomprese nelle gare d'ambito per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale.
- 33.5 L'Autorità ritiene corretto che l'eventuale sviluppo di reti isolate di GNL possa essere effettuato nel contesto delle gare d'ambito, anche in ragione di esigenze di efficienza nella produzione del servizio. Ciò non esclude che il regime tariffario applicato possa essere diverso da quello previsto in generale per le reti di distribuzione interconnesse, anche in considerazione del fatto che i serbatoi di stoccaggio criogenico rappresentano cespiti che non si configurano come tipici

delle reti di distribuzione interconnesse con il sistema di trasporto. Di conseguenza l’Autorità intende confermare la posizione indicata nel documento per la consultazione 170/2019/R/GAS.

***Spunti per la consultazione***

S22. Osservazioni in relazione alle ipotesi di regolazione per le reti di distribuzione isolate alimentate con GNL.

**34 Reti alimentate con carro bombolaio (gas naturale compresso)**

- 34.1 L’Autorità, alla luce dell’aumento del numero di località fornite con carro bombolaio riscontrato nel 2017, nel documento per la consultazione 170/2019/R/GAS ha avviato una riflessione per valutare se modificare l’approccio sin qui adottato per la regolazione tariffaria delle reti isolate, fondato su logiche del tutto coerenti con la regolazione tariffaria delle reti di distribuzione interconnesse alla rete di trasporto nazionale.
- 34.2 La riflessione dell’Autorità è mossa *in primis* dalla preoccupazione che le imprese possano adottare comportamenti opportunistici e preferiscano 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, solo per ragioni di convenienza tariffaria.
- 34.3 Nel documento, in particolare, l’Autorità ha ipotizzato di prevedere che per un certo periodo (uno o due anni dall’anno di prima fornitura) alle reti isolate alimentate con carro bombolaio possa essere applicata, su istanza, la disciplina generale prevista per le reti interconnesse, a condizione che esista comunque un progetto di interconnessione autorizzato. Trascorso inutilmente tale periodo potrebbe essere previsto il passaggio al regime delle reti isolate alimentate a GNL.
- 34.4 Rispetto a tale ipotesi imprese distributrici di gas naturale e loro associazioni di categoria non hanno condiviso l’ipotesi prospettata dall’Autorità, ipotizzando al più che possano essere previste penalizzazioni volte a stimolare le imprese di distribuzione a interconnettere in un ragionevole lasso di tempo le reti per cui l’alimentazione tramite carro bombolaio rappresenta una condizione temporanea.
- 34.5 La proposta dell’Autorità è invece stata condivisa dall’associazione delle imprese che distribuiscono gas diversi.
- 34.6 L’Autorità, alla luce delle osservazioni pervenute, ritiene in ogni caso opportuno prevedere che l’assimilazione delle reti alimentate con carro bombolaio alle reti

di distribuzione interconnesse alla rete di trasporto nazionale possa avvenire solo transitoriamente. In particolare, l'Autorità è orientata a proporre che il regime assimilato cessi se entro cinque anni non sia realizzata l'interconnessione.

***Spunti per la consultazione***

S23. Osservazioni in relazione alle ipotesi di regolazione per le reti di distribuzione alimentate con carro bombolaio.