

**DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE**

**381/2023/R/COM**

**CRITERI APPLICATIVI DELLA REGOLAZIONE PER OBIETTIVI DI SPESA  
E DI SERVIZIO (ROSS) PER I SERVIZI DI TRASPORTO DEL GAS  
NATURALE E TRASMISSIONE, DISTRIBUZIONE E MISURA  
DELL'ENERGIA ELETTRICA**

*Orientamenti dell'Autorità*

Documento per la consultazione per la formazione di provvedimenti nell'ambito dei procedimenti avviati con deliberazioni dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente 28 giugno 2021, 271/2021/R/COM, 4 aprile 2023, 139/2023/R/GAS, 18 aprile 2023, 165/2023/R/EEL e 166/2023/R/EEL

Mercati di incidenza: energia elettrica, gas naturale

*3 agosto 2023*

### **Premessa**

*Il presente documento per la consultazione si inserisce nell'ambito del procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di metodi e criteri di regolazione tariffaria basati sulla spesa totale per la determinazione del costo riconosciuto (ROSS-base) per i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas e dei procedimenti settoriali avviati per la regolazione infrastrutturale dei servizi di trasporto del gas naturale, di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo 2024-2027 (deliberazioni 271/2021/R/COM, 139/2023/R/GAS, 165/2023/R/EEL e 166/2023/R/EEL), e fa seguito alla deliberazione 18 aprile 2023, 163/2023/R/COM, con cui è stato approvato il Testo integrato della regolazione per obiettivi di spesa e di servizio per i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas, per il periodo 2024-2031 (TIROSS 2024-2031), ed in particolare la Parte I, relativa a criteri comuni, e la Parte II, relativa al ROSS-base.*

*Il presente documento espone gli orientamenti dell'Autorità in materia di modalità applicative dei criteri ROSS-base, per i servizi di trasporto del gas naturale e trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, applicabili a decorrere dal 2024.*

*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, in alternativa, all'indirizzo di posta elettronica certificata (protocollo@pec.arera.it) entro il **21 settembre 2023**.*

*Si fa riferimento all'Informativa sul trattamento dei dati personali, in merito alla pubblicazione e alle modalità della pubblicazione delle osservazioni. Con riferimento alla pubblicazione delle osservazioni, di cui al punto 1, lettera b), della stessa Informativa, si specifica ulteriormente che i partecipanti alla consultazione che intendano salvaguardare la riservatezza di dati e informazioni, diversi dai dati personali, dovranno motivare tale richiesta contestualmente all'invio del proprio contributo alla presente consultazione, 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 qualora la richiesta di riservatezza sia accolta dagli Uffici dell'Autorità.*

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

*email: [protocollo@pec.arera.it](mailto:protocollo@pec.arera.it)  
sito internet: [www.arera.it](http://www.arera.it)*

## **INFORMATIVA SUL TRATTAMENTO DEI DATI PERSONALI**

### **ai sensi dell'art. 13 del Regolamento UE 2016/679 (GDPR)**

La disciplina della partecipazione ai procedimenti di regolazione dell'ARERA è contenuta nella deliberazione n. 649/2014/A. Ai sensi dell'articolo 4.2 della disciplina in parola, l'ARERA non riceve contributi anonimi.

#### **1. Base giuridica e finalità del trattamento**

##### ***a. Trattamento dei dati personali raccolti in risposta alle consultazioni***

Si informa che i dati personali trasmessi partecipando alla consultazione pubblica saranno utilizzati da ARERA, (Titolare del trattamento), nei modi e nei limiti necessari per svolgere i compiti di interesse pubblico e per adottare gli atti di sua competenza ai sensi della normativa vigente, con l'utilizzo di procedure anche informatizzate. Il trattamento è effettuato in base all'articolo 6, par. 1 lett. e) del GDPR.

##### ***b. Pubblicazione delle osservazioni***

Le osservazioni pervenute possono essere pubblicate sul sito internet di ARERA al termine della consultazione. I partecipanti alla consultazione possono chiedere che, per esigenze di riservatezza, i propri commenti siano pubblicati in forma anonima. Una generica indicazione di confidenzialità presente nelle comunicazioni trasmesse non sarà considerata una richiesta di non divulgare i commenti.

I partecipanti alla consultazione che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, delle osservazioni e/o documentazione inviata, sono tenuti ad indicare quali parti delle proprie osservazioni e/o documentazione sono da considerare riservate e non possono essere divulgate. A tal fine, i partecipanti alla consultazione sono tenuti a trasmettere una versione non confidenziale delle osservazioni destinata alla pubblicazione.

##### ***c. Modalità della pubblicazione***

In assenza delle indicazioni di cui al punto b) della presente Informativa (richiesta di pubblicazione in forma anonima e/o divulgazione parziale), le osservazioni sono pubblicate in forma integrale unitamente alla ragione sociale/denominazione del partecipante alla consultazione. La ragione sociale/denominazione del partecipante alla consultazione che contenga dati personali è oscurata. Sono altresì oscurati tutti i dati personali contenuti nel corpo del contributo inviato e che possano rivelare l'identità di persone fisiche identificate o identificabili. I dati personali delle persone fisiche che rispondono alla consultazione nella loro capacità personale sono oscurati. Sono altresì oscurati tutti i dati personali contenuti nel corpo del contributo inviato e che possano rivelare l'identità del partecipante alla consultazione.

#### **2. Modalità del trattamento e periodo di conservazione dei dati**

Dei dati personali possono venire a conoscenza i Capi delle Strutture interessate dall'attività di regolamentazione cui è riferita la consultazione, nonché gli addetti autorizzati al trattamento. I dati saranno trattati mediante supporto cartaceo e tramite procedure informatiche, con l'impiego di misure di sicurezza idonee a garantirne la riservatezza nonché ad evitare l'indebito accesso agli stessi da parte di soggetti terzi o di personale non autorizzato. Tali dati saranno conservati per un periodo massimo di 5 anni.

### **3. Comunicazione e diffusione dei dati**

I dati non saranno comunicati a terzi, fatti salvi i casi in cui si renda necessario comunicarli ad altri soggetti coinvolti nell'esercizio delle attività istituzionali del Titolare e i casi specificamente previsti dal diritto nazionale o dell'Unione Europea.

### **4. Titolare del Trattamento**

Titolare del trattamento è ARERA, con sede in Corso di Porta Vittoria, 27, 20122, Milano, e-mail: [info@arera.it](mailto:info@arera.it), PEC: [protocollo@pec.arera.it](mailto:protocollo@pec.arera.it), centralino: +39 02655651.

### **5. Diritti dell'interessato**

Gli interessati possono esercitare i diritti di cui agli articoli 15-22 del GDPR rivolgendosi al Titolare del trattamento agli indirizzi sopra indicati. Il Responsabile della Protezione dei Dati personali dell'Autorità è raggiungibile al seguente indirizzo: Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, Corso di Porta Vittoria, 27, 20122 Milano, e-mail: [rpd@arera.it](mailto:rpd@arera.it).

Gli interessati, ricorrendone i presupposti, hanno altresì il diritto di proporre reclamo al Garante per la protezione dei dati personali, quale autorità di controllo, o di adire le opportune sedi giudiziarie.

## INDICE

<b>PARTE I Aspetti introduttivi .....</b>	<b>8</b>
<b>1. Inquadramento procedurale e ambito della consultazione.....</b>	<b>8</b>
<b>2. Approccio ROSS per la determinazione del costo riconosciuto .....</b>	<b>10</b>
<b>3. Proiezioni di spesa e strumenti per la valutazione della finanziabilità.....</b>	<b>13</b>
<b>4. Durata del periodo di regolazione .....</b>	<b>13</b>
Trasporto gas .....	13
Trasmissione elettrica .....	13
Distribuzione elettrica.....	13
<b>5. Struttura del documento .....</b>	<b>14</b>
<b>PARTE II Orientamenti in materia di modalità applicative dei criteri ROSS-BASE</b>	
<b>15</b>	
<b>6. Premessa .....</b>	<b>15</b>
<b>7. Ambito di applicazione.....</b>	<b>15</b>
Criteri generali .....	15
Trasporto gas .....	16
Trasmissione elettrica .....	16
Distribuzione e misura elettrica .....	17
<b>8. Disposizioni specifiche per la transizione ai criteri previsti dal TIROSS .....</b>	<b>17</b>
Criteri generali .....	17
Trasporto gas .....	19
Trasmissione elettrica .....	20
Distribuzione e misura elettrica .....	21
<b>9. Trattamento del capitale e dei contributi esistenti alla data di <i>cut-off</i> .....</b>	<b>21</b>
Trasporto gas .....	22
Trasmissione elettrica .....	22
Distribuzione e misura elettrica .....	22
<b>10. Individuazione dei costi ammissibili nell'ambito dei criteri ROSS .....</b>	<b>23</b>
Criteri generali .....	23
Trasporto gas .....	24
Trasmissione elettrica .....	25
Distribuzione e misura elettrica .....	26
<b>11. Definizione della <i>baseline</i> di spesa.....</b>	<b>27</b>
Trasporto gas .....	28
Trasmissione elettrica .....	28
Distribuzione e misura elettrica .....	29
<b>12. Criteri di aggiornamento della <i>baseline</i> dei costi operativi .....</b>	<b>29</b>
Criteri generali .....	29
<i>Criteri di determinazione dello Z-factor</i> .....	30

Trasporto gas .....	31
Trasmissione elettrica .....	31
Distribuzione e misura elettrica .....	31
<b>13. Coefficiente di ripartizione del recupero di efficienza totale.....</b>	<b>32</b>
Criteri generali .....	32
<b>14. Definizione e scelta del menù degli incentivi per la quota del recupero di efficienza allocata alla gestione operativa .....</b>	<b>32</b>
Criteri generali .....	32
Distribuzione e misura elettrica .....	34
<b>15. Definizione dei tassi di capitalizzazione .....</b>	<b>34</b>
Criteri generali .....	34
Trasporto gas .....	36
Trasmissione elettrica .....	36
Distribuzione e misura elettrica .....	37
<b>16. Ammortamento dei cespiti entrati in esercizio dopo la data di <i>cut-off</i>.....</b>	<b>38</b>
Criteri generali .....	38
Trasporto gas .....	39
Trasmissione elettrica .....	39
Distribuzione e misura elettrica .....	39
<b>17. Trattamento delle dismissioni dopo la data di <i>cut-off</i> .....</b>	<b>40</b>
<b>18. Trattamento dei contributi dopo la data di <i>cut-off</i>.....</b>	<b>41</b>
<b>19. Trattamento delle immobilizzazioni in corso .....</b>	<b>41</b>
Criteri generali .....	41
Trasporto gas .....	41
Trasmissione elettrica .....	42
Distribuzione e misura elettrica .....	42
<b>20. Trattamento del capitale circolante e delle poste rettificative.....</b>	<b>43</b>
Criteri generali .....	43
Trasporto gas .....	43
Trasmissione elettrica .....	43
Distribuzione e misura elettrica .....	43
<b>21. Modalità di trattamento dell'inflazione.....</b>	<b>44</b>
Criteri generali .....	44
Trasporto gas .....	46
Trasmissione e distribuzione elettrica .....	47
<b>22. Individuazione di ulteriori partite escluse dall'applicazione dei criteri ROSS</b>	
<b>47</b>	
Criteri generali .....	47
Trasporto gas .....	48
Trasmissione elettrica .....	48
Distribuzione e misura elettrica .....	48

<b>PARTE III DEFINIZIONE ASPETTI PROCEDURALI E ULTERIORI ELEMENTI.....</b>	<b>49</b>
<b>23. Premessa .....</b>	<b>49</b>
<b>24. Criteri di presentazione delle istanze inerenti ai parametri funzionali all'applicazione del ROSS-base.....</b>	<b>49</b>
Trasporto gas .....	50
<b>25. Declinazione operativa delle modalità di funzionamento dell'approccio ROSS e relative tempistiche per il periodo 2024-2027.....</b>	<b>50</b>
Tariffe per l'uso delle infrastrutture e ricavi rilevanti per la loro determinazione .....	51
Ricavi ammessi.....	51
<b>26. Modalità di gestione degli scostamenti derivanti dal c.d. <i>tariff decoupling</i> .....</b>	<b>53</b>
Trasporto gas .....	53
Trasmissione elettrica .....	53
Distribuzione elettrica.....	54
<b>27. Ulteriori proposte per la semplificazione della struttura tariffaria per le imprese distributrici .....</b>	<b>55</b>

## **PARTE I ASPETTI INTRODUTTIVI**

### **1. Inquadramento procedurale e ambito della consultazione**

- 1.1 Il presente documento per la consultazione si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione dell'Autorità per la regolazione di energia reti e ambiente (di seguito: Autorità) 28 giugno 2021, 271/2021/R/COM (di seguito: deliberazione 271/2021/R/COM), per la formazione di provvedimenti in materia di metodi e criteri di regolazione tariffaria basati sulla spesa totale per la determinazione del costo riconosciuto (ROSS-base) per i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas.
- 1.2 Con la deliberazione 25 ottobre 2022, 527/2022/R/COM (di seguito: deliberazione 527/2022/R/COM), l'Autorità ha avviato un procedimento per la definizione dei criteri di regolazione secondo il modello ROSS-integrale, che introducano come principale nuovo elemento rispetto al ROSS-base i piani di investimento e diano piena attuazione allo sviluppo della regolazione per obiettivi di spesa e di servizio.
- 1.3 Con la deliberazione 18 aprile 2023, 163/2023/R/COM (di seguito: deliberazione 163/2023/R/COM), l'Autorità ha approvato la Parte I, relativa a criteri comuni, e la Parte II, relativa al ROSS-base, del Testo integrato della regolazione per obiettivi di spesa e di servizio per i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas, per il periodo 2024-2031 (di seguito: TIROSS). Con tale deliberazione l'Autorità ha previsto che i criteri generali per la determinazione del costo riconosciuto secondo le logiche ROSS-base siano applicati a tutti i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas a partire dal sesto periodo di regolazione (6PR). Il TIROSS 2024-2031, inoltre, prevede che la concreta applicazione di tali criteri generali ai singoli servizi, con particolare riferimento ai parametri rilevanti ai fini della determinazione dei ricavi ammessi dei gestori infrastrutturali (che per i servizi di distribuzione assumono la denominazione di tariffe di riferimento, nel seguito richiamati per tutti i servizi come ricavi ammessi), sia demandata alle specifiche regolazioni settoriali.
- 1.4 Con la deliberazione 4 aprile 2023, 139/2023/R/GAS (di seguito: deliberazione 139/2023/R/GAS), l'Autorità ha definito i criteri di regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il sesto periodo di regolazione (6PRT, 2024-2027). Con riferimento al raccordo con i criteri ROSS:
  - a) è stato introdotto il principio del c.d. *tariff decoupling* tra i ricavi di riferimento rilevanti per la determinazione dei corrispettivi e i ricavi ammessi di ciascun gestore determinati secondo i criteri ROSS;
  - b) è stata rimandata ad uno specifico provvedimento, da adottarsi previa consultazione, la definizione delle modalità applicative dei criteri ROSS al servizio di trasporto del gas naturale, in particolare in relazione agli elementi di dettaglio quali il tasso di capitalizzazione, le modalità di aggiornamento della *baseline* di costo operativo, le tempistiche e le modalità di calcolo del ricavo ammesso, e le modalità di gestione degli scostamenti tra i ricavi



rilevanti ai fini della determinazione dei corrispettivi tariffari e i ricavi ammessi;

- c) nella transizione verso l'approccio ROSS, e in particolare nelle more della determinazione delle quote di *slow money* e di *fast money* per un determinato anno, sono considerate, ai fini della definizione dei ricavi rilevanti per i corrispettivi tariffari, i costi di capitale e i costi operativi secondo un approccio semplificato, in sostanziale continuità dei criteri previgenti;
- d) in assenza di adozione del provvedimento di definizione delle modalità applicative dei criteri ROSS entro il 2023, è stato previsto che i ricavi ammessi si intendano pari ai ricavi di riferimento per la determinazione delle tariffe di trasporto.

1.5 Con le deliberazioni 18 aprile 2023, 165/2023/R/EEL (di seguito: deliberazione 165/2023/R/EEL) e 18 aprile 2023, 166/2023/R/EEL (di seguito: deliberazione 166/2023/R/EEL), l'Autorità ha avviato i procedimenti per la formazione di provvedimenti in materia di regolazione infrastrutturale rispettivamente dei servizi di distribuzione e misura e di trasmissione dell'energia elettrica, per il sesto periodo di regolazione 2024-2027. Con riferimento al raccordo con i criteri ROSS, l'Autorità ha previsto che nell'ambito di tali procedimenti:

- a) lo sviluppo del procedimento proceda in sinergia con i procedimenti in materia di regolazione per obiettivi di spesa e di servizio avviati con deliberazioni 271/2021/R/COM e 527/2022/R/COM, rispettivamente per ROSS-base e ROSS integrale;
- b) in particolare, si declinino i criteri generali ROSS-base definiti dal TIROSS 2024-2031, da applicare dal 2024, e, in un secondo momento, i criteri applicativi ROSS-integrale.

1.6 Con la deliberazione 196/2023/R/GAS l'Autorità ha pubblicato i criteri di regolazione tariffaria per il servizio di rigassificazione del Gnl nel sesto periodo di regolazione (6PR GNL, 2024-2027), disponendo:

- a) il posticipo delle valutazioni relative all'applicazione dell'approccio ROSS al servizio di rigassificazione del Gnl al periodo di regolazione successivo;
- b) l'allineamento della regolazione del 6PR GNL con i criteri generali di riconoscimento dei costi di cui al TIROSS con riferimento ai seguenti aspetti: (i) durata del periodo di regolazione; (ii) modalità di determinazione del capitale circolante netto; (iii) voci di costo operativo escluse dal riconoscimento; (iv) modalità di attivazione del parametro *Y-factor*;
- c) l'allineamento ai criteri ROSS in materia di determinazione del tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi e del tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati, confermando, nelle more della declinazione operativa dei criteri ROSS per il servizio di trasporto del gas naturale, i criteri di determinazione dei tassi vigenti nel periodo regolatorio precedente.

1.7 Nel mese di luglio 2023 è stato svolto un incontro tecnico di approfondimento con i principali distributori del settore elettrico per recepire le osservazioni degli operatori in merito all'implementazione del ROSS e i punti di attenzione che

richiedono maggiori approfondimenti nell'ambito del procedimento per la definizione dei criteri di regolazione del sesto periodo di regolazione per distribuzione e misura elettrica (6PRDe), a seguito del quale sono pervenuti contributi da parte di un distributore e di un'associazione di categoria.

- 1.8 Nel presente documento per la consultazione l'Autorità espone i propri orientamenti in materia di modalità applicative dei criteri ROSS-base per i servizi di trasporto gas, trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, a decorrere dal 2024.
- 1.9 Saranno oggetto di separati documenti per la consultazione e tavoli di lavoro – da svolgere a decorrere dal 2024 – la definizione degli indicatori finalizzati al monitoraggio dell'andamento delle spese di capitale e dell'avanzamento fisico degli investimenti (previsti dall'Articolo 43 del TIROSS), i criteri di rendicontazione e monitoraggio della spesa (previsti dall'Articolo 28 del TIROSS) e le analisi dei rendimenti economico finanziari e finanziabilità (sezione VII del TIROSS).

## 2. **Approccio ROSS per la determinazione del costo riconosciuto**

- 2.1 Il TIROSS ha quale oggetto, come specificato all'Articolo 2, i criteri per la determinazione del costo riconosciuto per il periodo 2024-2031 secondo l'approccio ROSS, che si pone l'obiettivo ultimo di una maggiore integrazione – anche per mezzo di specifici strumenti di pianificazione – tra obiettivi riguardanti la spesa e i livelli di servizio attesi, e in particolare:
  - a) i criteri per la determinazione del costo riconosciuto comuni a tutti i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas;
  - b) i principi generali per la definizione di parametri specifici di ciascun servizio infrastrutturale, che si applicano nei periodi di regolazione dei singoli servizi che si avviano nel periodo 2024-2031.
- 2.2 Ai sensi dell'Articolo 13 del TIROSS, in ciascun anno del periodo di regolazione la spesa ammissibile ai riconoscimenti tariffari è pari alla somma di:
  - a) spesa effettiva totale, ripartita nelle due componenti *slow money* (cfr. Articolo 14 del TIROSS) e *fast money* (cfr. Articolo 15 del TIROSS), sulla base del tasso di capitalizzazione fissato dall'Autorità (di cui all'Articolo 42 del TIROSS);
  - b) incentivi all'efficienza allocati agli investimenti;
  - c) incentivi all'efficienza allocati alla gestione operativa.
- 2.3 Ai sensi dell'Articolo 7 del TIROSS, gli incentivi all'efficienza – c.d. recupero di efficienza totale, poi ripartito nelle due quote da allocare agli investimenti e alla gestione operativa - sono calcolati in funzione della differenza tra:
  - a) la *baseline* di spesa totale;
  - b) la spesa totale effettiva.
- 2.4 Ai sensi dell'Articolo 8 del TIROSS, i recuperi di efficienza totale allocati agli investimenti sono ripartiti tra imprese e utenti del servizio sulla base di un

coefficiente di *sharing* – ossia la quota delle maggiori/minori efficienze da trasferire agli utenti del servizio – pari al 70%. Il coefficiente di incentivo per l’impresa è pertanto pari al 30%.

2.5 Ai sensi dell’Articolo 9 del TIROSS, in relazione alla quota di recupero di efficienza allocata alla gestione operativa, le imprese all’inizio del periodo regolatorio possono scegliere<sup>1</sup> tra:

a) una opzione a basso potenziale di incentivo (denominata SBP, cfr. Articolo 10), in base alla quale è lasciata alle imprese una quota del recupero di efficienza totale allocato alla gestione operativa pari:

- i. al 100% del recupero di efficienza allocato alla gestione operativa, al netto della somma algebrica dei recuperi di efficienza e delle minori efficienze conseguite nel corso dello stesso periodo di regolazione, nell’anno in cui è conseguito il recupero di efficienza;
- ii. al 50% del recupero di efficienza allocato alla gestione operativa, al netto della somma algebrica dei recuperi di efficienza e delle minori efficienze conseguite nel corso dello stesso periodo di regolazione, nei tre anni successivi;

b) una opzione ad alto potenziale di incentivo (denominata SAP, cfr. Articolo 11), in base alla quale è lasciata alle imprese una quota del recupero di efficienza totale allocato alla gestione operativa pari:

- i. al 100% del recupero di efficienza allocato alla gestione operativa, al netto della somma algebrica dei recuperi di efficienza e delle minori efficienze conseguite nel corso dello stesso periodo di regolazione, nell’anno in cui è conseguito il recupero di efficienza;
- ii. una percentuale del recupero di efficienza allocato alla gestione operativa, al netto della somma algebrica dei recuperi di efficienza e delle minori efficienze conseguite nel corso dello stesso periodo di regolazione, da fissare in occasione delle decisioni relative alle regolazioni specifiche di ciascun servizio infrastrutturale regolato, riconosciuta per un periodo di anni non inferiore a quello dell’opzione SBP.

2.6 Ai sensi dell’Articolo 16 del TIROSS, il capitale investito netto ai fini regolatori è costituito dalle seguenti componenti:

- a) valore netto delle immobilizzazioni relative a cespiti in esercizio alla data di *cut-off* (ossia l’anno di passaggio ai criteri ROSS), pari alle immobilizzazioni lorde al netto del relativo fondo ammortamento;
- b) valore netto dei contributi pubblici in conto capitale e contributi privati esistenti alla data di *cut-off*;

---

<sup>1</sup> Ai sensi dell’articolo 9 del TIROSS, in caso di operazioni di finanza straordinaria che comportino modificazioni significative dell’assetto di gestione del servizio, le imprese hanno la possibilità di modificare la propria scelta con efficacia dall’anno successivo.

- c) valore netto delle immobilizzazioni relative a cespiti entrati in esercizio successivamente alla data di *cut-off*, pari alle immobilizzazioni lorde al netto del relativo fondo ammortamento;
  - d) valore netto dei contributi pubblici in conto capitale e contributi privati successivi alla data di *cut-off*;
  - e) immobilizzazioni in corso, ai sensi dell'Articolo 22 del TIROSS;
  - f) altre partite di cui all'Articolo 23 del TIROSS (quali fondo trattamento fine rapporto, capitale circolante netto).
- 2.7 Ai sensi dell'Articolo 20 e 21 del TIROSS, a partire dal secondo anno successivo alla data di *cut-off*, il valore delle immobilizzazioni nette relative a cespiti entrati in esercizio successivamente alla data di *cut-off* rilevanti per l'anno tariffario  $t$ , è:
- a) incrementato dalla quota *slow money* nell'anno  $t-1$ , di cui all'Articolo 14 del TIROSS, che include l'incentivo all'efficienza degli investimenti;
  - b) incrementato dei lavori in corso esistenti al 31 dicembre dell'anno  $t-2$  che entrano in esercizio nell'anno  $t-1$ ;
  - c) ridotto dei contributi pubblici e privati percepiti nell'anno  $t-1$ ;
  - d) ridotto in funzione dell'incremento in ciascun anno del fondo ammortamento, sulla base della quota di ammortamento di cui all'Articolo 27 del TIROSS;
  - e) rivalutato sulla base del tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat, come pubblicato dall'Autorità.
- 2.8 Il valore delle immobilizzazioni nette dovrà essere determinato anche tenendo conto delle dismissioni di cespiti, secondo quanto previsto ai sensi degli Articoli 18 e 19 del TIROSS per i cespiti in esercizio alla data di *cut-off*, e secondo gli orientamenti del presente documento per la consultazione (a chiarimento delle disposizioni del TIROSS) per quanto riguarda i cespiti entrati in esercizio successivamente alla data di *cut-off*.
- 2.9 Infine, rileva evidenziare che, ai sensi dell'Articolo 24 del TIROSS, il ricavo ammesso<sup>2</sup> dei servizi infrastrutturali dei settori gas ed elettricità comprende le seguenti componenti:
- a) la quota *fast money*, di cui all'Articolo 15 del TIROSS, che include l'incentivo all'efficienza allocato alla gestione operativa;
  - b) la remunerazione del capitale investito netto riconosciuto ai fini regolatori, di cui all'Articolo 25 del TIROSS, che può prevedere criteri di remunerazione specifici per le immobilizzazioni in corso;

---

<sup>2</sup> Come accennato nel Capitolo 1, con riferimento ai servizi di distribuzione, si precisa che, per omogeneità di terminologia con quanto previsto dalle altre regolazioni settoriali, si intendono sinonimi i concetti di ricavo ammesso, costo riconosciuto e tariffe di riferimento. La regolazione dei servizi di distribuzione prevede infatti che si determini un parametro unitario (componente della tariffa di riferimento) che, applicato ai volumi di servizio effettivamente erogati, determina il valore dei ricavi ammessi. Tale grandezza risente dell'effetto volume, non coincidendo quindi necessariamente con il costo riconosciuto ai fini tariffari. Nell'ambito dei servizi di distribuzione, inoltre, le tariffe applicate ai clienti finali, determinate *ex ante*, assumono la denominazione di tariffe obbligatorie. Per le richiamate ragioni di omogeneità intersettoriali, nel presente documento sono indicate con il termine "tariffe per l'uso delle infrastrutture".

- c) gli ammortamenti dei cespiti entrati in esercizio prima e dopo la data di *cut-off* (di cui agli Articoli 26 e 27 del TIROSS);
- d) altre componenti di ricavo, non necessariamente oggetto della regolazione ROSS, specifiche dei singoli servizi (quali, ad esempio, ricavi a copertura dei costi energetici, incentivi, ecc.); al riguardo, si ritiene opportuno integrare l'articolo 24 del TIROSS.

### **3. Proiezioni di spesa e strumenti per la valutazione della finanziabilità**

- 3.1 Ai sensi dell'Articolo 34 del TIROSS, nell'ambito dei procedimenti per la fissazione dei criteri di regolazione specifici relativi a ciascun servizio infrastrutturale regolato, l'Autorità raccoglie proiezioni economiche patrimoniali e finanziarie semplificate (PEPFIS), con una profondità temporale pari a quattro anni, per un campione di imprese che copra almeno l'85% del costo del servizio rilevato nell'ultimo anno disponibile (inclusivo, per i servizi di distribuzione, almeno delle tre principali imprese come numero di utenze servite), rappresentativo delle differenti classi dimensionali.
- 3.2 Nel mese di maggio 2023, gli Uffici dell'Autorità hanno avviato la raccolta delle informazioni relative alle PEPFIS, anche a supporto delle valutazioni di cui al presente documento per la consultazione. Le informazioni sono state richieste e trasmesse da nove imprese: due gestori del trasporto, il gestore del sistema di trasmissione e sei imprese che svolgono il servizio di distribuzione dell'energia elettrica.

### **4. Durata del periodo di regolazione**

- 4.1 L'articolo 3 del TIROSS prevede che per tutti i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas naturale che si avviano tra il 1° gennaio 2024 e il 31 dicembre 2031 la durata del periodo di regolazione sia, di norma, pari a quattro anni.

#### **Trasporto gas**

- 4.2 Per il servizio di trasporto gas, con la deliberazione 139/2023/R/GAS l'Autorità ha definito una durata del 6PRT pari a 4 anni, dal 1° gennaio 2024 al 31 dicembre 2027, in continuità con il periodo regolatorio precedente.

#### **Trasmissione elettrica**

- 4.3 Per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica, con l'avvio di procedimento (deliberazione 166/2023/R/EEL), l'Autorità ha indicato una durata del periodo di regolazione pari a 4 anni (2024-2027).

#### **Distribuzione elettrica**

- 4.4 Come indicato nella deliberazione 165/2023/R/EEL, con cui si è dato avvio al procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di regolazione infrastrutturale per i servizi di distribuzione e misura elettrica, la durata del periodo

regolatorio è pari a 4 anni, dal 1° gennaio 2024 al 31 dicembre 2027, in coerenza con l'Articolo 3 del TIROSS, nonché in continuità con la durata dei semi-periodi del periodo regolatorio elettrico 2016-2023 (di seguito: 5PRDe).

## **5. Struttura del documento**

5.1 Il presente documento, oltre alla presente parte introduttiva, comprende:

- a) la Parte II, nella quale sono riportati gli orientamenti dell'Autorità sulle modalità applicative dei criteri ROSS-base, incluse le modalità di raccordo con i criteri previgenti;
- b) la Parte III, nella quale sono riportati gli orientamenti dell'Autorità in merito agli aspetti procedurali per l'implementazione del TIROSS, nonché alcuni ulteriori elementi per la determinazione delle tariffe con riferimento al settore della distribuzione e misura elettrica.

5.2 In generale, ciascun capitolo della presente Parte II contiene criteri generali, con descrizione delle previsioni del TIROSS e, ove applicabile, orientamenti dell'Autorità comuni a tutti i servizi oggetto del presente documento e, ove opportuno, paragrafi dedicati ai servizi specifici.

## **PARTE II**

### **ORIENTAMENTI IN MATERIA DI MODALITÀ APPLICATIVE DEI CRITERI ROSS-BASE**

#### **6. Premessa**

6.1 La presente Parte II illustra gli orientamenti dell’Autorità per la declinazione delle modalità applicative dei criteri ROSS-base per i servizi di trasporto gas, trasmissione, distribuzione e misura elettrica. In particolare, le modalità applicative riguardano i seguenti aspetti:

- a) ambito di applicazione (Capitolo 7);
- b) disposizioni specifiche per la transizione ai criteri previsti dal TIROSS (Capitolo 8);
- c) trattamento del capitale e dei contributi esistenti alla data di *cut-off* (Capitolo 9);
- d) individuazione dei costi operativi ammissibili nell’ambito dei criteri ROSS (Capitolo 10);
- e) definizione della *baseline* di spesa (Capitolo 11);
- f) criteri di aggiornamento della *baseline* dei costi operativi (Capitolo 12);
- g) coefficiente di ripartizione del recupero di efficienza totale (Capitolo 13);
- h) definizione e scelta del menù degli incentivi per la quota del recupero di efficienza allocata alla gestione operativa (Capitolo 14);
- i) definizione dei tassi di capitalizzazione (Capitolo 15);
- j) ammortamento dei cespiti entrati in esercizio dopo il *cut-off* (Capitolo 16);
- k) trattamento delle dismissioni dopo la data di *cut-off* (Capitolo 17);
- l) trattamento dei contributi dopo la data di *cut-off* (Capitolo 18);
- m) trattamento delle immobilizzazioni in corso (Capitolo 19);
- n) trattamento del capitale circolante e delle poste rettificative (Capitolo 20);
- o) modalità di trattamento dell’inflazione (Capitolo 21);
- p) individuazione di ulteriori partite escluse dall’applicazione dei criteri ROSS (Capitolo 22).

#### **7. Ambito di applicazione**

##### **Criteria generali**

- 7.1 L’Articolo 33 del TIROSS prevede che le imprese soggette alla regolazione ROSS-base e le relative tempistiche di applicazione siano definite nei provvedimenti relativi a ciascun servizio infrastrutturale regolato.
- 7.2 L’Articolo 12 del TIROSS prevede inoltre che le attività di misura siano considerate congiuntamente alle attività di gestione delle infrastrutture ai fini della determinazione delle efficienze conseguite.



- 7.3 Coerentemente con quanto già previsto dall’Autorità per il servizio di trasporto gas (cfr. comma 3.3 della deliberazione 139/2023/R/GAS), l’Autorità è orientata a prevedere, anche con riferimento agli altri servizi oggetto del presente documento, che la decorrenza dall’anno 2024 sia da intendersi subordinata all’adozione del provvedimento di declinazione operativa delle modalità applicative dei criteri ROSS-base entro il 2023. Qualora tale adozione non avvenga, l’Autorità ritiene opportuno che per l’anno 2024 i ricavi ammessi vengano determinati in continuità di criteri vigenti per ciascun servizio nel periodo precedente.

#### **Trasporto gas**

- 7.4 L’Autorità ritiene che i criteri ROSS-base siano applicati, a decorrere dall’anno 2024, per il servizio di trasporto gas, a tutte le imprese di trasporto.
- 7.5 I criteri di riconoscimento dei costi per il servizio di trasporto gas, ai sensi dell’articolo 13 della RTTG 6PRT, sono applicati anche ai costi relativi all’attività di misura sulla rete di trasporto.
- 7.6 Ai sensi dell’Articolo 12 del TIROSS, l’Autorità intende considerare i costi dell’attività di misura congiuntamente al trasporto ai fini della determinazione delle efficienze conseguite.

#### **Trasmissione elettrica**

- 7.7 L’Autorità ritiene che i criteri ROSS-base siano applicati, a decorrere dall’anno 2024, per il servizio di trasmissione, al gestore del sistema di trasmissione elettrica.
- 7.8 L’Autorità intende prevedere che i criteri di riconoscimento dei costi per il servizio di trasmissione elettrica siano applicati, in continuità con i criteri previgenti, anche:
- a) ai costi a copertura dei costi di capitale e operativi riconosciuti per la remunerazione del programma per l’adeguamento e l’eventuale miglioramento dei sistemi di difesa per la sicurezza del sistema elettrico di cui all’articolo 1<sup>quinquies</sup>, comma 9, della legge n. 290/03;
  - b) all’attività di misura funzionale al servizio di trasmissione elettrica;
  - c) ai costi sostenuti da Terna S.p.A. per lo svolgimento delle attività di dispacciamento dell’energia elettrica, coperti attraverso la componente DIS di cui all’articolo 46 della deliberazione 111/06, secondo quanto previsto, per il periodo 1° gennaio 2020 – 31 dicembre 2023, ai sensi dell’articolo 3 della deliberazione 29 dicembre 2007, n. 351/07; al riguardo, l’Autorità ritiene opportuno che le previsioni di cui all’articolo 3 di tale deliberazione siano ricomprese nell’ambito della regolazione tariffaria del servizio di trasmissione.
- 7.9 L’Autorità intende considerare i costi del programma per la sicurezza, dell’attività di misura e delle attività di dispacciamento congiuntamente alla trasmissione elettrica ai fini della determinazione delle efficienze conseguite.



### Distribuzione e misura elettrica

- 7.10 L’Autorità ritiene che i criteri ROSS-base siano applicati, a decorrere dall’anno 2024, per i servizi di distribuzione e misura elettrica, alle imprese che servono almeno 25.000 punti di prelievo.
- 7.11 Nel caso specifico della misura dell’energia elettrica, i criteri applicativi ROSS-base non trovano applicazione per il riconoscimento dei costi di capitale dei sistemi di *smart metering* 2G per le imprese che servono oltre 100.000 punti di prelievo, per cui l’Autorità ha definito specifiche disposizioni (direttive 2G, aggiornate con la deliberazione 27 dicembre 2022, 724/2022/R/EEL). Pertanto, per queste imprese distributrici, risultano soggetti a riconoscimento tramite i criteri del ROSS-base, i costi operativi e i soli costi di capitale relativi ai cespiti non afferenti ai sistemi 2G.
- 7.12 Per le imprese che servono fino a 100.000 punti di prelievo, il riconoscimento dei costi di capitale relativi ai sistemi di *smart metering* 2G è definito sulla base di un costo unitario di riferimento per misuratore, inclusivo di tutte le spese di capitale sostenute per l’erogazione del servizio di misura in bassa tensione (cfr. deliberazione 106/2021/R/EEL). Sebbene, da un punto di vista dei criteri di regolazione, tali costi potrebbero essere assoggettati ai riconoscimenti previsti dal TIROSS, in ragione del limitato numero di clienti servito dalle imprese interessate da tale previsione, l’Autorità intende proporre che, analogamente a quanto previsto per le imprese di maggiori dimensioni, il riconoscimento dei costi sostenuti per i sistemi di *smart metering* 2G, anche per le imprese che servono fino a 100.000 punti di prelievo, non rientri nell’ambito di applicazione dei criteri ROSS. Pertanto, per tali imprese distributrici, risultano soggetti a riconoscimento tramite i criteri del ROSS-base, i costi operativi e i soli costi di capitale relativi ai cespiti non afferenti ai sistemi 2G.

*S1. Osservazioni in merito all’ambito di applicazione.*

*S2. Osservazioni in merito all’esclusione degli investimenti in smart metering 2G dall’applicazione dei criteri del TIROSS.*

## **8. Disposizioni specifiche per la transizione ai criteri previsti dal TIROSS**

### Criteri generali

- 8.1 Il TIROSS introduce delle discontinuità nei criteri di regolazione a partire dal periodo regolatorio che si avvia nel 2024. Tuttavia, poiché la definizione di tali criteri avviene nel corso del 2023, si rende necessario adottare alcune misure specifiche da dettagliarsi per le determinazioni relative all’anno 2024, primo anno di applicazione dei criteri del TIROSS.
- 8.2 Inoltre, con particolare riferimento al trasporto gas, per il quale l’Autorità ha definito le regole del 6PR con la deliberazione 139/2023/R/GAS, si manifesta la necessità di declinare quanto previsto dalla RTTG 2024-2027 in coerenza con le modalità applicative del TIROSS in corso di definizione.

- 8.3 I successivi paragrafi illustrano i principali orientamenti dell’Autorità in merito alla declinazione, con particolare attenzione all’anno 2024, delle tematiche relative a:
- a) *tariff decoupling*;
  - b) criteri di determinazione delle tariffe per l’uso delle infrastrutture per l’anno 2024, ivi incluso il trattamento nel nuovo periodo regolatorio (6PR) delle efficienze derivanti dal 5PR;
  - c) trattamento dell’ammortamento;
  - d) trattamento delle dismissioni (limitatamente a trasmissione e distribuzione dell’energia elettrica).
- 8.4 L’Articolo 6 del TIROSS stabilisce, per ciascun servizio infrastrutturale regolato dei settori elettrico e gas, il c.d. *tariff decoupling* tra:
- a) il vincolo ai ricavi ammessi delle imprese, determinato anche attraverso la definizione di corrispettivi che dimensionano tale vincolo, che per i servizi di distribuzione elettrica e gas assumono la denominazione di tariffe di riferimento;
  - b) le tariffe per l’uso delle infrastrutture, che per i servizi di distribuzione elettrica e gas assumono la denominazione di tariffe obbligatorie, o i ricavi rilevanti ai fini della loro determinazione.
- 8.5 In applicazione dei criteri ROSS, i ricavi ammessi nell’anno  $t$  sono determinabili solo *ex post*, una volta rilevata la spesa effettiva dell’anno. Preliminarmente, è pertanto necessario definire i criteri di determinazione delle tariffe per l’uso delle infrastrutture o dei ricavi rilevanti per la loro determinazione, al fine di minimizzare gli scostamenti tra ricavi effettivi (realizzati dalle imprese dall’applicazione delle tariffe per l’uso delle infrastrutture) ed i ricavi ammessi delle imprese medesime.
- 8.6 Ai fini della determinazione delle tariffe per l’uso delle infrastrutture o dei ricavi rilevanti per la loro determinazione, per il primo anno del nuovo periodo di regolazione (2024), rilevano in particolare:
- a) gli incrementi patrimoniali realizzati e i contributi ottenuti fino alla data di *cut-off* (ossia fino al 31 dicembre 2023);
  - b) il costo operativo riconosciuto, da assumere come *baseline ex ante* provvisoria di costo operativo per il nuovo periodo regolatorio;
  - c) l’eventuale quota delle maggiori o minori efficienze realizzate nel corso del periodo regolatorio che si conclude nell’anno 2023.
- 8.7 Per tutti i settori oggetto del presente documento, l’Autorità è orientata a determinare le componenti a copertura dei costi di capitale relativi agli incrementi patrimoniali realizzati e ai contributi ottenuti fino alla data di *cut-off* (cfr. Capitolo 9) in continuità con i criteri previgenti, non avvalendosi della possibilità di riconoscere tale capitale in via semplificata prevista dal comma 17.2 del TIROSS.
- 8.8 Con riferimento al costo operativo riconosciuto, in coerenza con quanto previsto con deliberazione 139/2023/R/GAS e riportato nella deliberazione 163/2023/R/EEL nella parte di motivazione (pag. 25), l’Autorità ritiene opportuno confermare che, in ottica di continuità e stabilità regolatoria, la *baseline* dei costi operativi (cfr. Capitolo 11) per il 2024 sia determinata sulla base del livello dei costi dell’anno

*test* in continuità di criteri con i precedenti periodi regolatori, ossia sulla base del costo operativo effettivo risultante dai conti annuali separati (nel seguito: CAS) nell'ultimo anno disponibile, in particolare il 2021 per il servizio di trasporto gas e il 2022 per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura elettrica.

- 8.9 Con riferimento alle efficienze realizzate nel corso del periodo regolatorio che si conclude il 31 dicembre 2023, l'Articolo 31 del TIROSS prevede che i maggiori recuperi di efficienza conseguiti nei periodi di regolazione precedenti la data di *cut-off* e non completamente restituiti alle imprese siano riconosciuti in continuità di criteri e considerati come un elemento aggiuntivo del vincolo ai ricavi ammessi.
- 8.10 L'Autorità conferma pertanto che, per tutti i servizi oggetto del presente documento per la consultazione, sia applicata una simmetrica ripartizione tra utenti e imprese delle maggiori (o minori) efficienze realizzate nel corso del 5PR – determinate come differenza tra i costi operativi effettivi e i costi operativi riconosciuti per l'anno 2021 per il servizio di trasporto del gas e per l'anno 2022 per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura elettrica, al netto della quota residua delle maggiori efficienze realizzate nel corso dei precedenti periodi regolatori – prevedendo in particolare che tali maggiori efficienze siano restituite agli utenti lasciando alle imprese una quota di efficienza, opportunamente rivalutata per gli effetti inflattivi (cfr. Capitolo 21), pari a:
- a) 50% nel primo anno del 6PR;
  - b) 37,5% nel secondo anno, 25% nel terzo anno e 12,5% nel quarto anno.
- 8.11 Con riferimento al riconoscimento della quota di ammortamento, la regolazione vigente per i servizi oggetto del presente documento prevede un *lag* temporale di due anni (nella tariffa dell'anno  $t$  vengono riconosciuti gli ammortamenti relativi ai cespiti entrati in esercizio fino all'anno  $t-2$ ), mentre gli incrementi patrimoniali dell'anno  $t-1$  rilevano ai soli fini della remunerazione del capitale. L'Articolo 27 del TIROSS, invece, prevede che nella tariffa dell'anno  $t$  sia riconosciuto l'ammortamento dei cespiti entrati in esercizio fino all'anno  $t-1$  (cfr. Capitolo 16).
- 8.12 L'Autorità ritiene necessario che l'allineamento del *lag* temporale degli ammortamenti a quello della remunerazione del capitale avvenga a decorrere dal primo anno di applicazione dei criteri ROSS, ossia con riferimento agli investimenti entrati in esercizio nell'anno 2024. Pertanto:
- a) per l'anno 2024 dovrà essere riconosciuto l'ammortamento sui cespiti entrati in esercizio fino all'anno 2022;
  - b) per l'anno 2025 dovranno essere riconosciuti gli ammortamenti relativi sia agli incrementi patrimoniali 2023 (trattati sulla base dei criteri previgenti) sia sulla quota *slow money* 2024 (che include l'eventuale modifica delle vite utili regolatorie, come previsto all'Articolo 27 del TIROSS).

### **Trasporto gas**

- 8.13 Con riferimento al servizio di trasporto gas, il raccordo tra i criteri previgenti e i criteri ROSS è stato oggetto di specifica consultazione nell'ambito del procedimento di revisione dei criteri di regolazione tariffaria per il 6PRT, concluso

con l'adozione della deliberazione 139/2023/R/GAS. Con tale deliberazione, l'Autorità ha:

- a) confermato il principio di *tariff decoupling*, distinguendo tra ricavo rilevante ai fini dei corrispettivi tariffari (approvato entro il mese di maggio dell'anno *t-1* rispetto all'anno di applicazione delle tariffe), e ricavo ammesso del gestore determinato una volta note le quote *slow money* e *fast money*;
- b) determinato le componenti di ricavo a copertura dei costi di capitale relativi agli incrementi patrimoniali realizzati, alle dismissioni, e ai contributi ottenuti fino alla data di *cut-off* in continuità con i criteri previgenti (fatta salva la diversa remunerazione delle immobilizzazioni in corso);
- c) determinato il costo operativo riconosciuto per il 2024 sulla base dei costi operativi effettivamente sostenuti nel 2021, e di eventuali costi emergenti per l'anno 2022 (riconosciuti previa istanza dei gestori);
- d) applicato una simmetrica ripartizione tra utenti e imprese delle maggiori (o minori) efficienze realizzate nel corso del 5PRT, secondo quanto sopra proposto al paragrafo 8.10;
- e) rimandato la gestione degli scostamenti tra i ricavi rilevanti ai fini della determinazione dei corrispettivi tariffari e i ricavi ammessi determinati sulla base dei criteri ROSS al provvedimento di declinazione operativa dei criteri ROSS-base.

8.14 In relazione all'aggiornamento dei ricavi rilevanti per la determinazione delle tariffe nel corso del periodo regolatorio, l'Autorità ha previsto di considerare:

- a) ai fini dell'aggiornamento delle quote di ricavo a copertura dei costi di capitale, le quote di *slow money* ove disponibili (cfr. comma 5.6 della RTTG 6PRT);
- b) ai fini dell'aggiornamento delle quote di ricavo a copertura dei costi operativi, il tasso annuale prefissato di variazione del recupero di produttività (*X-factor*) e il tasso di variazione dei costi operativi per costi sorgenti (*Z-factor*), determinati in applicazione dei criteri ROSS, nonché il parametro *Y* per variazioni dei costi operativi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali e a mutamenti del quadro normativo (cfr. commi 8.7 e 8.8 della RTTG 6PRT).

8.15 Le disposizioni di cui alla deliberazione 139/2023/R/GAS per la transizione ai criteri previsti dal TIROSS risultano coerenti con gli orientamenti sopra proposti per tutti i servizi oggetto del presente documento, fatte salve specifiche esigenze di allineamento che saranno di seguito puntualmente evidenziate.

### **Trasmissione elettrica**

8.16 Con riferimento al servizio di trasmissione elettrica, l'Autorità intende confermare gli orientamenti di raccordo tra i criteri previgenti e i criteri ROSS sopra proposti nella parte generale di questo capitolo, e in particolare:

- a) il principio di *tariff decoupling*;
- b) il trattamento degli incrementi patrimoniali realizzati e dei contributi ottenuti fino alla data di *cut-off* (31 dicembre 2023) in continuità con i criteri previgenti;

- c) la determinazione del costo operativo riconosciuto per il 2024 sulla base dei costi operativi effettivamente sostenuti nel 2022;
- d) l'applicazione di una simmetrica ripartizione tra utenti e gestore delle maggiori (o minori) efficienze realizzate nel corso del periodo 2020-2023.

8.17 Con specifico riferimento al trattamento delle dismissioni:

- a) per l'anno 2024 saranno considerate le dismissioni fino all'anno 2022, in continuità di criteri del 5PR;
- b) per l'anno 2025, in forza del principio di allineamento di tutte le spese di capitale all'anno  $t-1$  rispetto all'anno tariffario, saranno considerate sia le dismissioni del 2023 sia le dismissioni del 2024.

### Distribuzione e misura elettrica

8.18 Con riferimento ai recuperi di efficienza conseguiti alla data di *cut-off*, di cui all'Articolo 31 del TIROSS, l'Autorità intende proporre, ai fini della determinazione delle tariffe di riferimento, di ripartire per impresa, per ciascun anno del 6PRDe (incluso il 2024), la quota di maggiori (o minori) efficienze di cui al paragrafo 8.10, con i medesimi coefficienti di attribuzione del costo operativo riconosciuto utilizzati nel 5PRDe (cfr. deliberazione 568/2019/R/EEL), considerando tale partita come addendo nel calcolo dei ricavi ammessi per ogni impresa.

8.19 Con specifico riferimento al trattamento delle dismissioni:

- a) per l'anno 2024 saranno considerate le dismissioni fino all'anno 2022, in continuità di criteri del 5PR;
- b) per l'anno 2025, in forza del principio di allineamento di tutte le spese di capitale all'anno  $t-1$  rispetto all'anno tariffario, saranno considerate sia le dismissioni del 2023 sia le dismissioni del 2024.

*S3. Osservazioni in merito alle disposizioni specifiche per il primo anno di applicazione dei criteri del TIROSS.*

## **9. Trattamento del capitale e dei contributi esistenti alla data di *cut-off***

9.1 Ai sensi dell'Articolo 17 del TIROSS, il valore netto delle immobilizzazioni e dei contributi pubblici e privati relativi a cespiti in esercizio alla data di *cut-off* (ossia fino al 31 dicembre 2023) è pari “*al valore regolatorio alla medesima data, ottenuto applicando i criteri di regolazione pro-tempore vigenti*”.

9.2 Inoltre, ai sensi del comma 17.2 del TIROSS è possibile aggregare il valore delle suddette immobilizzazioni, optando per un “*approccio semplificato in cui tutto il capitale investito non ammortizzato alla data di *cut-off* venga restituito in un periodo di tempo prefissato*”. In tal caso, l'Articolo 26 del TIROSS prevede che si possa ricorrere ad un ammortamento a quote annuali costanti “*tenendo conto delle esigenze di equità, finanziabilità degli investimenti delle imprese e di sostenibilità economica del costo del servizio da parte dei clienti finali*”.

- 9.3 Ai sensi di quanto previsto dall'Articolo 18 del TIROSS, l'aggiornamento del capitale e dei contributi esistenti alla data di *cut-off* è fatto in continuità con i criteri regolatori previgenti, opportunamente rivalutato per gli effetti inflattivi (cfr. Capitolo 21), e sottraendo ammortamenti e dismissioni.
- 9.4 Le dismissioni di cespiti in esercizio alla data di *cut-off*, ai sensi dell'Articolo 19 del TIROSS, possono essere valutate su basi convenzionali, utilizzando tassi di dismissione specifici di servizio fissati all'inizio del periodo regolatorio.

### **Trasporto gas**

- 9.5 Per il servizio di trasporto gas, i commi 5.5 e 5.6 della RTTG 6PRT relativi al calcolo delle componenti di ricavo a copertura della remunerazione del capitale, e 7.1 e 7.3 relativi al calcolo degli ammortamenti disciplinano modalità di trattamento del capitale esistente alla data di *cut-off* coerenti con quelle degli Articoli 17, 18, 19 e 26 del TIROSS, senza ricorrere all'aggregazione dei valori ma gestendo in modo puntuale, per cespiti e per anno di entrata in esercizio, l'evoluzione del capitale investito netto, considerando eventuali dismissioni e la dinamica degli ammortamenti.

### **Trasmissione elettrica**

- 9.6 Per il servizio di trasmissione elettrica, in coerenza con quanto previsto per il trasporto gas, si propone di adottare una modalità di trattamento del capitale esistente alla data di *cut-off* coerente con i criteri previgenti, e in particolare:
- a) gestire puntualmente, per cespiti e per anno di entrata in esercizio, l'evoluzione del capitale investito netto entrato in esercizio dal 2004 nonché quello relativo al cespiti terreni, considerando eventuali dismissioni e la dinamica degli ammortamenti;
  - b) confermare la trattazione parametrica del capitale investito ante 2004 e derivante da acquisizioni di *asset*.

### **Distribuzione e misura elettrica**

- 9.7 Per il servizio di distribuzione elettrica l'Autorità propone di adottare una modalità di trattamento del capitale esistente alla data di *cut-off* coerente con i criteri previgenti, e in particolare:
- a) gestire puntualmente, per cespiti e per anno di entrata in esercizio, ivi incluso il trattamento delle dismissioni, l'evoluzione del capitale investito netto entrato in esercizio relativo a terreni, linee di distribuzione in alta tensione, stazioni di trasformazione AT/MT e elementi delle reti di distribuzione in media e bassa tensione entrati in esercizio successivamente al 31 dicembre 2007, considerando le vite utili vigenti nel 5PRDe, come riportate in Tabella 6 della deliberazione 568/2019/R/EEL;
  - b) confermare la trattazione parametrica del capitale investito ante 2008 relativo alle reti di distribuzione in media e bassa tensione e di quello derivante da acquisizioni di *asset* valorizzato tramite il meccanismo di promozione delle aggregazioni di cui all'Articolo 31 del TIT.



- 9.8 Per il servizio di misura dell'energia elettrica, si intende adottare una modalità di trattamento del capitale esistente alla data di *cut-off* coerente con i criteri previgenti, e in particolare:
- a) gestire puntualmente, per cespiti e per anno di entrata in esercizio, ivi incluso il trattamento delle dismissioni, l'evoluzione del capitale investito netto entrato in esercizio, non afferente all'installazione di sistemi di *smart metering 2G*;
  - b) gestire secondo quanto previsto dalla regolazione specifica il riconoscimento dei costi di capitale relativi all'installazione e messa in servizio di sistemi di *smart metering 2G*.
- 9.9 L'Autorità ritiene che la soluzione proposta possa consentire di mantenere certezza regolatoria per gli operatori e al contempo eviti ulteriore aggravio amministrativo, connesso alle modifiche delle procedure di calcolo attualmente in essere.

*S4. Osservazioni in merito al trattamento del capitale esistente alla data di cut-off.*

## 10. Individuazione dei costi ammissibili nell'ambito dei criteri ROSS

### Criteri generali

- 10.1 L'Articolo 4 del TIROSS disciplina i criteri generali per l'ammissibilità delle spese, quali economicità, efficienza produttiva e allocativa, compatibilità con la sicurezza del servizio, nonché veridicità dei dati che devono essere desumibili dai CAS predisposti ai sensi del TIUC. Con riferimento ai costi di capitale, il TIROSS conferma la valorizzazione pari al costo di acquisizione del cespite al momento della sua prima utilizzazione, ovvero il costo di realizzazione dello stesso, come risulta dalle fonti contabili obbligatorie. Dalla valorizzazione a costo storico sono escluse: rivalutazioni economiche e monetarie, altre poste incrementative non costituenti costo storico originario degli impianti, oneri promozionali, oneri di concessione, ivi inclusi oneri per il rinnovo e la stipula delle medesime e oneri di avviamento.
- 10.2 L'Articolo 5 del TIROSS disciplina i principi generali per l'individuazione delle voci di costo relative a costi operativi ammissibili ai riconoscimenti tariffari; il comma 5.1 prevede, tra l'altro, che in occasione della definizione della regolazione specifica di ciascun servizio infrastrutturale regolato siano individuati attività e comparti dei rendiconti annuali separati a cui tali voci di costo devono essere riferite.
- 10.3 In particolare, ai sensi del TIROSS, sono ammissibili le voci di costo operativo ricorrente "*al netto di eventuali ricavi non tariffari, dei costi attribuibili ad altre attività, dei ricavi per vendita interna di beni e servizi e dei costi capitalizzati*", e sono escluse "*le 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”, nonché “le voci relative a versamenti alla CSEA per perequazioni, oneri e altre partite di giro”.*

- 10.4 L’Articolo 5, comma 4, del TIROSS prevede inoltre che, in occasione della definizione della regolazione di ciascun servizio, siano valutate le specificità del singolo servizio, con riferimento a voci di costo che trovano riconoscimento in specifiche voci di ricavo o componenti tariffarie o sono escluse dal riconoscimento.
- 10.5 Infine, con riferimento ai costi relativi ai tributi, l’Autorità è orientata a confermare il trattamento di tali poste previsto nei precedenti periodi regolatori, riservandosi la possibilità di valutare variazioni in tal senso, a valle di una puntuale verifica della natura dei tributi evidenziati in tali voci.

### **Trasporto gas**

- 10.6 Per il servizio di trasporto gas, rilevano i dati relativi alle attività di trasporto e misura gas desumibili dai CAS delle imprese di trasporto.
- 10.7 Con la deliberazione 139/2023/R/GAS (cfr. comma 8.4 della RTTG 6PRT), l’Autorità ha previsto che non siano ricompresi tra i costi operativi effettivi le voci di costo operativo generalmente non ammesse al riconoscimento tariffario, in coerenza con le previsioni del comma 5.3 del TIROSS.
- 10.8 Inoltre, l’Autorità ha previsto che siano esclusi dalla base di costo operativo effettivo rilevante ai fini dell’individuazione della baseline dei costi efficientabili:
- a) i costi relativi a canoni di affitto di infrastrutture di proprietà di altre imprese; ai sensi del comma 5.10, infatti, tali infrastrutture sono ricomprese nel capitale investito riconosciuto;
  - b) costi che trovano riconoscimento in specifiche voci di ricavo o componenti tariffarie, quali:
    - i. i costi relativi all’acquisto di quote di emissione per il sistema di *Emission Trading*,
    - ii. i costi per l’acquisto di gas per gli autoconsumi, le perdite di rete e il gas non contabilizzato;
    - iii. i costi per l’acquisto di energia elettrica per i consumi delle centrali di compressione, inclusi i costi di sbilanciamento relativi ai consumi di tali centrali;
  - c) i costi correlati al servizio di trasporto alternativo di gas naturale mediante carro bombolaio che, ad eccezione di quelli dovuti a emergenze di servizio o interruzioni con cause non imputabili all’impresa di trasporto, rimangono in capo all’impresa di trasporto;
  - d) eventuali costi incrementali associati al mantenimento in esercizio di infrastrutture completamente ammortizzate che beneficiano del relativo meccanismo incentivante di cui alla deliberazione 723/2022/R/GAS.
- 10.9 Rimangono inoltre esclusi dai costi operativi effettivi efficientabili ammessi al riconoscimento tariffario i costi per il servizio di bilanciamento orario del sistema,



riconosciuti ai sensi dell'Articolo 11 della RTTG 6PRT attraverso una specifica componente di ricavo *RA* a copertura delle prestazioni di stoccaggio necessarie, nonché i costi per il bilanciamento della rete sostenuti dal responsabile del bilanciamento e coperti ai sensi del TIB (Allegato A della deliberazione 312/2016/R/GAS).

### Trasmissione elettrica

10.10 Per il servizio di trasmissione elettrica, rilevano i dati relativi alle attività di trasmissione, misura e dispacciamento desumibili dai CAS del gestore del sistema di trasmissione dell'energia elettrica.

10.11 Inoltre, l'Autorità intende prevedere che non siano ricompresi tra i costi operativi effettivi le voci di costo operativo generalmente non ammesse al riconoscimento tariffario, in coerenza con le previsioni del comma 5.3 del TIROSS.

10.12 L'Autorità è inoltre orientata a confermare la previsione di escludere dalla base di costo operativo rilevante ai fini dell'individuazione della baseline dei costi efficientabili alcune specifiche tipologie di costi operativi, in quanto non comprimibili, in coerenza con i criteri vigenti nel 5PRTe. Si tratta in particolare dei c.d. costi "*on top*", relativi in particolare:

- a) alle *fee* di partecipazione ad attività internazionali di natura obbligatoria (ad esclusione dei relativi costi del personale che invece rientrano comunque nei costi efficientabili), quali ad esempio i costi di partecipazione a ENTSO-E, e agli oneri derivanti dall'adesione ai meccanismi di compensazione dei costi correlati ai transiti di energia elettrica su reti elettriche estere dovuti agli scambi transfrontalieri di energia elettrica (c.d. meccanismo di *Inter-TSO compensation*, ITC), per l'attività di trasmissione;
- b) ai costi di specifici progetti e attività svolte dal gestore del sistema di trasmissione ai fini del dispacciamento, riconducibili in particolare a quattro filoni di attività:
  - i. progetti o partecipazioni ad entità europee di cui al c.d. *Clean Energy Package* (direttiva 944/2019, regolamenti 943/2019, 1222/2015, 1719/2016, 1485/2017 e 2195/2017);
  - ii. partecipazione alla *Crowd Balancing Platform*, a titolo volontario, per lo sviluppo di strumenti utili a favorire la partecipazione al mercato delle risorse distribuite;
  - iii. costi relativi al monitoraggio di cui al TIMM (deliberazione ARG/elt 115/08);
  - iv. costi relativi allo sviluppo e alla manutenzione di GAUDÌ (di cui alla deliberazione ARG/elt 124/10).

10.13 In coerenza con gli anni precedenti e con quanto previsto per il servizio di trasporto gas, l'Autorità intende prevedere che il gestore del sistema di trasmissione sottoponga all'approvazione dell'Autorità la proposta di costo operativo effettivo ammissibile ai riconoscimenti tariffari, attestandone la riconducibilità ai CAS e dando evidenza delle voci di costo rettificate in coerenza con le previsioni del comma 5.3 del TIROSS.

### Distribuzione e misura elettrica

- 10.14 Per il servizio di distribuzione e misura elettrica, rilevano i dati relativi alle attività di distribuzione e di misura desumibili dai CAS dichiarati dalle imprese, adottando criteri di riconoscimento in coerenza con la regolazione del 5PRDe e con le previsioni del comma 5.3 del TIROSS.
- 10.15 In particolare, l’Autorità intende proporre, al fine di individuare i costi operativi effettivi riconoscibili, di utilizzare come base per il calcolo le rettifiche di costo dichiarate da ciascuna impresa nelle raccolte dei CAS, specificatamente nel prospetto “GM-inf tariffarie”, redatto ai sensi delle previsioni declinate nell’Allegato E del TIUC, che riporta anche un elenco analitico delle voci di costo e ricavo da escludere dal riconoscimento.
- 10.16 Nell’ambito dell’incontro tecnico di approfondimento di luglio inoltre, un’impresa e un’associazione di categoria hanno evidenziato come sarebbe opportuno trattare come costi *pass through* altre tipologie di costo che per loro natura risultano del tutto o in larghissima parte al di fuori dal controllo dell’impresa, o perché presentano un andamento imprevedibile e discontinuo nel tempo, sia nella frequenza che nell’entità del fenomeno, oppure perché dovuti ad obblighi di natura legislativa/fiscale misurabili, ma non comprimibili, quali ad esempio i costi legati alle emergenze per eventi meteorologici estremi, i tributi o i costi sostenuti per il rispetto degli obblighi di efficienza energetica imposti *ex-lege* sul distributore per la quota non coperta dal contributo tariffario. Le imprese ritengono che tali costi debbano essere riconosciuti *on top* senza verifica di soglia di significatività.
- 10.17 A tal proposito, l’Autorità intende proporre che i costi legati alle emergenze meteorologiche vengano inclusi nella *baseline* dei costi operativi considerando i costi mediamente registrati negli ultimi 3 anni disponibili, in continuità con il criterio già adottato nel corrente periodo di regolazione nel settore della distribuzione elettrica. L’Autorità ritiene che tale previsione consenta di tenere in considerazione tali costi senza eccessivi aggravii derivanti dalla valutazione annuale degli stessi in sede di definizione della quota di costi da riconoscere *on top*.
- 10.18 Relativamente ai costi sostenuti per il rispetto degli obblighi di efficienza energetica imposti *ex-lege* sul distributore per la quota non coperta dal contributo tariffario, l’Autorità è orientata a confermare quanto previsto nei precedenti periodi regolatori, mantenendo il riconoscimento separato dei costi sostenuti attraverso il contributo tariffario.
- 10.19 L’Autorità è inoltre orientata a valutare l’individuazione di specifiche tipologie di costi operativi che, similmente a quanto già accade nell’ambito dell’attività di trasmissione, siano da escludere dai costi soggetti ad efficientamento in quanto non comprimibili. Tipicamente ci si riferisce a costi relativi alle *fee* di partecipazione ad attività internazionali di natura obbligatoria (e non anche ai relativi costi del personale che invece rientrano comunque nei costi efficientabili già anche nella trasmissione – cfr. paragrafo 10.12), quali ad esempio la partecipazione a *EU-DSO Entity*. Un’altra tipologia di costi che potrebbe rientrare in questa casistica sono i costi operativi per la realizzazione da parte delle imprese distributrici di attività *one-off* afferenti ai servizi ancillari locali (cfr. deliberazione 3 agosto 2021,

352/2021/R/EEL). Si richiama, inoltre, che la medesima deliberazione prevede che i costi sostenuti dalle imprese distributrici per l'approvvigionamento di servizi ancillari locali trovino copertura a valere su un conto dedicato. Tali costi saranno esclusi dai meccanismi di efficientamento del TIROSS.

*S5. Osservazioni in merito all'individuazione dei costi operativi ammissibili nell'ambito dei criteri ROSS.*

## 11. Definizione della *baseline* di spesa

11.1 Ai sensi dell'Articolo 35 del TIROSS, la *baseline* di spesa totale di ciascun anno del periodo regolatorio è pari alla somma di:

- a) *baseline* di spesa di capitale;
- b) *baseline* dei costi operativi.

11.2 La *baseline* di spesa di capitale è determinata *ex post* ed è pari alla spesa di capitale effettiva, che include la spesa relativa a cespiti che non sono ancora entrati in esercizio. Nel caso in cui siano applicati costi *standard* unitari, è pari alla somma dei prodotti dei costi *standard* unitari per le quantità effettivamente realizzate nell'anno.

11.3 La *baseline* dei costi operativi è determinata:

- a) *ex ante* in via provvisoria sulla base di prezzi stimati individuati sulla base delle aspettative di andamento dei prezzi al consumo in Italia rese disponibili dalla Banca d'Italia, e, ove applicabili (in particolare per i servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica), delle quantità stimate;
- b) *ex post*, in via definitiva sulla base di prezzi e, ove applicabili, quantità effettivi.

11.4 Con riferimento alla determinazione della *baseline* dei costi operativi per il periodo regolatorio di prima applicazione dei criteri TIROSS, si ritiene opportuno, in coerenza con quanto disposto con deliberazione 139/2023/R/GAS e riportato nella deliberazione 163/2023/R/EEL, in un'ottica di continuità e stabilità regolatoria, considerare il costo operativo riconosciuto per il 2024 (cfr. paragrafo 8.5) come *baseline* di costo operativo, fatto salvo quanto eventualmente previsto in relazione all'attivazione dello *Z-factor* già per l'anno 2024 (cfr. Articolo 40 del TIROSS e successivo Capitolo 12).

11.5 A partire dal primo anno del periodo regolatorio successivo alla prima applicazione dei criteri TIROSS, ossia dal 2028, la definizione della *baseline* dei costi operativi è disciplinata dall'Articolo 41 del TIROSS, il quale prevede in particolare che essa sia determinata in funzione:

- a) della stima dei costi operativi per l'ultimo anno del periodo regolatorio precedente (c.d. anno *test*);
- b) ove applicabile, della stima del numero di punti serviti per l'ultimo anno del periodo regolatorio precedente;

- c) dell'attesa di recupero di produttività (*X-factor*) e dell'andamento dello *Z-factor* dall'ultimo anno del periodo regolatorio precedente al primo anno del periodo regolatorio successivo.

### **Trasporto gas**

- 11.6 Con riferimento al servizio di trasporto gas, la *baseline* di spesa di capitale è determinata *ex post* sulla base della spesa di capitale effettiva, inclusiva della spesa relativa a cespiti che non sono ancora entrati in esercizio. In particolare, la spesa di capitale di ciascun anno è pari alla somma algebrica di:
- a) spesa per incrementi patrimoniali che entrano in esercizio nel medesimo anno;
  - b) incremento (o decremento) dello *stock* di immobilizzazioni in corso (LIC) al 31 dicembre dell'anno considerato.
- 11.7 Per quanto riguarda la *baseline* di costo operativo per il primo periodo di applicazione dei criteri del TIROSS, l'Autorità, con la deliberazione 139/2023/R/GAS, ha previsto di considerarla pari alla voce di ricavo a copertura del costo operativo riconosciuto rilevante per le tariffe 2024 (determinata sulla base dei costi operativi effettivamente sostenuti nel 2021 e di eventuali costi emergenti per l'anno 2022).
- 11.8 Ai fini della determinazione dei costi effettivi del 2021, il comma 8.2 della RTTG 6PRT prevede inoltre che qualora si riscontrassero significativi scostamenti in eccesso tra le voci di costo sostenute nell'anno 2021 e quelle sostenute negli anni precedenti, ove non chiaramente giustificati dall'impresa di trasporto, i costi operativi effettivi siano determinati sulla base di una media della specifica voce di costo negli anni 2019-2021, escludendo la quota parte di natura non ricorrente.

### **Trasmissione elettrica**

- 11.9 Con riferimento al servizio di trasmissione elettrica, la *baseline* di spesa di capitale è determinata *ex post* sulla base della spesa di capitale effettiva, inclusiva della spesa relativa a cespiti che non sono ancora entrati in esercizio. In particolare, la spesa di capitale di ciascun anno è pari alla somma di:
- a) spesa per incrementi patrimoniali che entrano in esercizio nel medesimo anno;
  - b) incremento (o decremento) dello *stock* di immobilizzazioni in corso (LIC) al 31 dicembre dell'anno considerato.
- 11.10 Per il primo periodo di applicazione dei criteri del TIROSS, l'Autorità intende prevedere che la *baseline* di costo operativo sia definita in continuità con quanto previsto nei periodi regolatori precedenti, considerando i costi operativi effettivi ammessi al riconoscimento tariffario per il 2022 desumibili dai CAS.
- 11.11 Anche per il servizio di trasmissione, l'Autorità intende prevedere che, ai fini della determinazione dei costi operativi effettivi del 2022, qualora si riscontrassero significativi scostamenti in eccesso tra le voci di costo sostenute nell'anno 2022 e quelle sostenute negli anni precedenti, ove non chiaramente giustificati dal gestore

del sistema di trasmissione, i costi operativi effettivi siano determinati sulla base di una media della specifica voce di costo negli anni 2020-2022, escludendo la quota parte di natura non ricorrente.

### **Distribuzione e misura elettrica**

11.12 Con riferimento ai servizi di distribuzione e misura elettrica, la *baseline* di spesa di capitale è determinata *ex post* sulla base della spesa di capitale effettiva, a prezzi dell'anno *t*, inclusiva della spesa relativa a cespiti non ancora entrati in esercizio. In particolare, la spesa di capitale di ciascun anno *t* per ciascuna impresa, salvo quanto precisato al paragrafo seguente, è pari alla somma algebrica di:

- a) spesa per incrementi patrimoniali che entrano in esercizio nel medesimo anno;
- b) incremento (e decremento) dello *stock* di immobilizzazioni in corso (LIC) al 31 dicembre dell'anno considerato.

11.13 Con riferimento al servizio di misura elettrica, come riportato nel capitolo 7, le spese sostenute relativamente ai sistemi di *smart metering* 2G non concorrono alla definizione della *baseline* di spesa di capitale.

11.14 Per il primo periodo di applicazione dei criteri del TIROSS, per i servizi di distribuzione e misura elettrica, l'Autorità intende proporre che la *baseline* di costo operativo sia definita su base unitaria (euro per punto di prelievo) per ciascuna impresa sulla base dei costi operativi effettivi riconoscibili (derivanti dall'analisi dei CAS relativi all'anno 2022 - cfr. paragrafo 10.4 - opportunamente rivalutati per l'anno 2024) determinati in via unitaria sulla base del numero totale di punti di prelievo serviti per l'anno 2022.

S6. Osservazioni in merito alla definizione della *baseline* di spesa di capitale.

S7. Osservazioni in merito alla definizione della *baseline* di spesa operativa.

S8. Osservazioni, con riferimento al servizio di distribuzione, in merito alla definizione della *baseline* unitaria di spesa operativa senza considerare l'allocazione per tipologie contrattuali.

## **12. Criteri di aggiornamento della *baseline* dei costi operativi**

### **Criteri generali**

12.1 Ai sensi dell'Articolo 37 del TIROSS, la *baseline* dei costi operativi, oltre che per l'inflazione (cfr. Articolo 36 del TIROSS e capitolo 21), è aggiornata annualmente in funzione di:

- a) tasso di riduzione annuale dei costi operativi riconosciuti (*X-factor*) di cui all'Articolo 38 del TIROSS, fissato in occasione delle regolazioni di ciascun servizio "sulla base di una valutazione prospettica dei costi e dell'andamento dei costi effettivi nel periodo regolatorio precedente, ed è costante per tutto

*il periodo di regolazione*”, differenziato per l’opzione a basso potenziale di incentivo e per quella ad alto potenziale di incentivo (cfr. capitolo 14);

- b) tasso di variazione dei costi operativi riconosciuti per eventi imprevedibili ed eccezionali e mutamenti del quadro normativo (*Y-factor*), di cui all’Articolo 39 del TIROSS, attivabile *ex post* per variazioni pari almeno allo 0,5% della quota *fast money*;
- c) tasso di variazione dei costi operativi riconosciuti collegato alla realizzazione di nuovi investimenti (*Z-factor*), di cui all’Articolo 40 del TIROSS, non attivabile per variazioni inferiori allo 0,5% della quota *fast money*.

#### Criteria di determinazione dello *Z-factor*

- 12.2 L’Articolo 40 del TIROSS prevede che lo *Z-factor* sia attivabile, sin dal primo anno di ciascun periodo di regolazione, per costi operativi incrementali legati a nuovi investimenti, in particolare, in caso di rilevanti aumenti delle dimensioni del servizio conseguenti agli investimenti connessi alla transizione energetica o a variazioni del perimetro di attività svolte, non intercettati dalle variabili di scala del *price-cap*.
- 12.3 Tale fattore viene fissato *ex ante* in occasione delle regolazioni specifiche di ciascun servizio, “*sulla base di una valutazione prospettica degli investimenti e del perimetro delle attività svolte per l’erogazione dei servizi regolati e delle connesse esigenze di adeguamento dei costi operativi*”, ed è soggetto a verifiche *ex post* sulla base dell’evidenza contabile dei costi incrementali.
- 12.4 L’Autorità è orientata a prevedere che, per tutti i servizi oggetto del presente documento, lo *Z-factor* sia attivabile su istanza dell’impresa, previa dimostrazione della sussistenza dei requisiti necessari all’attivazione sopra richiamati. In particolare, ai fini della approvazione dell’istanza, il gestore è tenuto a:
  - a) dimostrare la correlazione tra l’incremento dei costi operativi e la realizzazione di nuovi investimenti per la transizione energetica o variazioni del perimetro di attività;
  - b) individuare quale sia il perimetro di attività svolte da cui il gestore si aspetta costi incrementali, con indicazione dei relativi costi;
  - c) indicare variabili che consentano di misurare *ex post* lo strutturale incremento del perimetro delle attività svolte e, ad integrazione degli obblighi previsti per la compilazione dei CAS, a tenere una separata rendicontazione dei costi incrementali connessi all’attivazione dello *Z-factor*.
- 12.5 Con riferimento ai servizi di trasmissione elettrica e trasporto gas, i cui Piani di sviluppo sono valutati da tempo da parte del regolatore, l’Autorità è intenzionata a proporre che, in sede di istanza per l’attivazione dello *Z-factor*, l’impresa non possa proporre, per ciascun investimento oggetto di istanza, un costo operativo incrementale superiore a quello previsto nei Piani, al fine di non creare incentivi alla sottostima dei costi operativi contenuti nei medesimi Piani e quindi a valutazioni improprie in sede di approvazione dei progetti.
- 12.6 Con riferimento alla verifica *ex post* di cui al comma 40.3 del TIROSS, l’Autorità intende prevedere che, nel caso in cui le variabili individuate e le informazioni utili



a perimetrare e monitorare i costi legati allo *Z-factor* fornite dalle imprese non diano evidenza dello strutturale incremento dei costi, al fine della valutazione delle efficienze si consideri una *baseline* al netto dell'effetto dello *Z-factor* medesimo.

### **Trasporto gas**

12.7 Per il servizio di trasporto gas, con la deliberazione 139/2023/R/GAS l'Autorità ha previsto che la quota di ricavo a copertura dei costi operativi (assunta come *baseline* dei costi operativi) si aggiorni annualmente per tener conto, oltre che dell'inflazione, di *X-factor*, *Y-factor* e *Z-factor*; in particolare:

- a) la definizione dell'*Y-factor* è coerente con quella del TIROSS, ma non tiene conto del vincolo di variazione minima pari allo 0,5% della quota *fast money* di cui al comma 39.2 del TIROSS;
- b) la definizione dell'*X-factor* e dello *Z-factor* è stata rimandata in applicazione dei criteri ROSS.

12.8 Tenuto conto di quanto sopra, l'Autorità intende:

- a) allineare i criteri di attivazione dell'*Y-factor* di cui al comma 8.7 della RTTG 6PRT a quelli dell'Articolo 39 del TIROSS;
- b) prevedere che l'*X-factor*, in coerenza con quanto prospettato nel Capitolo 14, sia definito in misura maggiore di zero soltanto in caso di scelta dell'opzione SAP da parte dell'impresa di trasporto, e che lo *Z-factor* sia attivabile su istanza dell'impresa, secondo gli orientamenti sopra riportati.

### **Trasmissione elettrica**

12.9 Per il servizio di trasmissione elettrica, l'Autorità intende prevedere che i parametri *X-factor*, *Y-factor* e *Z-factor* siano attivabili in coerenza con gli orientamenti di cui al TIROSS sopra riportati.

### **Distribuzione e misura elettrica**

12.10 Per il servizio di distribuzione misura dell'energia elettrica, l'Autorità intende prevedere che i parametri *X-factor*, *Y-factor* e *Z-factor* siano attivabili in coerenza con gli orientamenti sopra riportati.

12.11 L'attivazione dello *Z-factor* si ritiene debba essere riferita a variazioni di perimetro delle attività svolte intese come nuove attività effettuate o nuovi specifici progetti realizzati dall'impresa. Le variazioni di perimetro servite a seguito di acquisizione di porzioni di rete, si ritiene vengano già intercettate nella valorizzazione dei cosiddetti "effetti volume" in sede di perequazione.

S9. Osservazioni in merito ai criteri di aggiornamento della *baseline* dei costi operativi.

### 13. Coefficiente di ripartizione del recupero di efficienza totale

#### Criteria generali

- 13.1 Ai sensi di quanto previsto dall'Articolo 7 del TIROSS, il recupero di efficienza totale – ossia la differenza tra la *baseline* di spesa totale e la spesa totale effettiva – è ripartito nelle due quote da allocare agli investimenti e alla spesa operativa (c.d. REOP) tramite coefficienti di ripartizione fissati *ex ante*, per ciascun servizio infrastrutturale regolato.
- 13.2 L'Autorità è intenzionata a proporre che il coefficiente di allocazione dei recuperi di efficienza alla gestione operativa sia calcolato come rapporto tra le spese operative efficientabili e la spesa totale su cui è possibile conseguire recuperi di efficienza.
- 13.3 In particolare, nel caso in cui la *baseline* di capitale includa solo cespiti gestiti con logiche di riconoscimento passante, si manifesta l'impossibilità di conseguire efficienze sulle spese di capitale. Pertanto, in questo caso, l'Autorità è orientata a definire un coefficiente di allocazione dei recuperi di efficienza agli investimenti pari a 0 e un coefficiente di allocazione dei recuperi di efficienza alla gestione operativa pari a 1.
- 13.4 Qualora si applicassero nella definizione della *baseline* di costo di capitale anche logiche basate sull'utilizzo di costi *standard*, sarebbe ragionevole attendersi efficienze anche nell'ambito dei costi di capitale, proponendo quindi un coefficiente di allocazione delle efficienze alla gestione operativa inferiore a 1.
- 13.5 Poiché non sono al momento definite logiche basate sull'utilizzo di costi standard per le attività soggette ad applicazione dei criteri del TIROSS, l'Autorità propone che il coefficiente di allocazione delle efficienze alla gestione operativa sia pari a 1 per gli operatori del servizio di trasmissione elettrica, trasporto gas e per i distributori elettrici.

<i>S10. Osservazioni in merito al criterio di ripartizione delle efficienze proposto nonché osservazioni su eventuali soluzioni alternative.</i>
--

### 14. Definizione e scelta del menù degli incentivi per la quota del recupero di efficienza allocata alla gestione operativa

#### Criteria generali

- 14.1 L'Articolo 9 del TIROSS prevede la possibilità per le imprese di scegliere, per quanto riguarda il recupero di efficienza allocato alla gestione operativa (REOP), tra un'opzione a basso potenziale di incentivo (SBP) e un'opzione ad alto potenziale di incentivo (SAP).
- 14.2 Con riferimento all'opzione SBP, il TIROSS (Articolo 10 e Articolo 38) prevede:
- a) che l'incentivo all'efficienza sia pari al 100% del REOP (al netto della somma algebrica delle maggiori e minori efficienze conseguite nel corso dello stesso periodo di regolazione) nell'anno in cui esso è conseguito;



- b) che l'incentivo all'efficienza sia pari al 50% del REOP (al netto della somma algebrica delle maggiori e minori efficienze conseguite nel corso dello stesso periodo di regolazione) negli anni successivi;
  - c) che il numero di anni successivi a quello del conseguimento del REOP in cui le imprese trattengono una quota di tale recupero sia pari a 3;
  - d) che l'*X-Factor*, per il primo periodo di applicazione del TIROSS, sia pari a 0.
- 14.3 Con riferimento all'opzione SAP, il TIROSS (Articolo 11 e Articolo 38) prevede:
- a) che l'incentivo all'efficienza sia pari al 100% del REOP (al netto della somma algebrica delle maggiori e minori efficienze conseguite nel corso dello stesso periodo di regolazione) nell'anno in cui esso è conseguito;
  - b) che l'incentivo all'efficienza sia maggiore del 50% del REOP (al netto della somma algebrica delle maggiori e minori efficienze conseguite nel corso dello stesso periodo di regolazione) negli anni successivi;
  - c) che il numero di anni successivi a quello del conseguimento del REOP in cui le imprese trattengono una quota di tale recupero non sia inferiore a 3;
  - d) che l'*X-Factor*, per il primo periodo di applicazione del TIROSS, non sia inferiore a 0.
- 14.4 Con riferimento all'opzione SAP, l'Autorità intende proporre che, per semplicità, in sede di prima applicazione del TIROSS, il numero di anni successivi a quello del conseguimento del REOP in cui l'impresa trattiene una quota del REOP sia pari a 3 anni, in analogia a quanto previsto nell'opzione SBP.
- 14.5 L'Autorità intende prevedere che l'opzione SAP garantisca maggiori recuperi di efficienza per il sistema rispetto all'opzione SBP e, al contempo, consenta al gestore che vi accede (nella consapevolezza di poter conseguire ulteriori recuperi di efficienza), di conseguire un incentivo all'efficienza maggiore rispetto all'opzione SBP (al fine di rendere comunque attrattiva l'opzione SAP).
- 14.6 Al riguardo, si propongono due possibili opzioni, che, associando il valore dell'incentivo all'efficienza con quello dell'*X-factor*, consentono di contemperare l'obiettivo di riduzione dei costi per il sistema con l'attrattività del meccanismo per l'operatore:
- a) incentivo all'efficienza pari al 75% del REOP (al netto della somma algebrica delle maggiori e minori efficienze conseguite nel corso dello stesso periodo di regolazione) e valore di *X-factor* pari a 0,5%;
  - b) incentivo all'efficienza pari al 85% del REOP (al netto della somma algebrica delle maggiori e minori efficienze conseguite nel corso dello stesso periodo di regolazione) e valore di *X-factor* pari a 1%.
- 14.7 Con riferimento a quanto previsto al comma 11.5 del TIROSS, nel caso di scelta dell'opzione SAP e *underperformance* strutturale in tutti gli anni del periodo di regolazione l'Autorità intende proporre che la quota parte delle minori efficienze conseguite lasciata in capo alle imprese negli anni successivi al conseguimento sia pari al 50%, analogamente a quanto previsto nell'opzione SBP.

- 14.8 L’Autorità intende proporre che tale previsione, verificabile solo *ex post*, sia gestita tramite un meccanismo di conguaglio unico su tutte le tariffe del periodo regolatorio, quale addendo dei ricavi ammessi nella perequazione relativa alle tariffe dell’ultimo anno del periodo regolatorio (2027).
- 14.9 L’Autorità intende proporre che:
- le imprese che non manifestino intenzione di aderire all’opzione SAP, siano nell’opzione SBP;
  - le imprese che intendono aderire all’opzione SAP esercitino tale scelta con specifica istanza.

### **Distribuzione e misura elettrica**

- 14.10 Al fine di calibrare in modo coordinato gli incentivi a ridurre i costi operativi e gli incentivi a migliorare la performance dell’impresa, l’Autorità intende proporre di legare la scelta dell’opzione SAP a una modulazione dell’incentivazione *output-based* effettuata mediante meccanismi premi-penalità, limitatamente al servizio di distribuzione, unica attività per cui sono previsti tali meccanismi con impatti più rilevanti rispetto ad altre incentivazioni.
- 14.11 L’Autorità è orientata a proporre che tale modulazione si espliciti mediante la moltiplicazione dei coefficienti di premio/penalità della regolazione generale della durata e del numero delle interruzioni senza preavviso per un fattore stabilito in funzione del rapporto tra il valore dell’incentivo definito nell’opzione SAP e nell’opzione SBP.

<p><i>S11. Osservazioni in merito alla scelta del menu incentivante e all’incentivo dell’opzione SAP.</i></p>
---

## **15. Definizione dei tassi di capitalizzazione**

### **Criteri generali**

- 15.1 Ai sensi dell’Articolo 14 del TIROSS, la quota *slow money* della spesa ammissibile ai riconoscimenti tariffari è determinata applicando un tasso di capitalizzazione fissato dall’Autorità alla spesa effettiva totale dell’anno, al netto delle immobilizzazioni in corso, e considerando l’incentivo all’efficienza degli investimenti.
- 15.2 Il comma 14.3 del TIROSS prevede inoltre che, per servizi caratterizzati da un’elevata disomogeneità dei livelli di incrementi patrimoniali che entrano in esercizio in ciascun anno, può essere valutata l’opportunità di applicare il tasso di capitalizzazione alla spesa inclusiva delle immobilizzazioni in corso.
- 15.3 Ai sensi dell’Articolo 42 del TIROSS, i tassi di capitalizzazione sono fissati “*sulla base delle valutazioni retrospettive e prospettive, pesate in funzione delle specificità di ciascun servizio*”. Inoltre, i tassi di capitalizzazione possono essere fissati in modo omogeneo per tutte le imprese del servizio o essere differenziati per

impresa o, nel caso dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica e del gas, per *cluster* di imprese.

- 15.4 Ai fini delle valutazioni e degli orientamenti di seguito riportati, per tutti i servizi oggetto del presente documento, l'Autorità è orientata a definire e applicare il tasso di capitalizzazione come rapporto tra la spesa di capitale sostenuta nell'anno e la spesa totale sostenuta nel medesimo anno (somma della spesa di capitale e dei costi operativi effettivi riconoscibili ai fini tariffari).
- 15.5 L'Autorità è orientata a prevedere che il tasso di capitalizzazione si applichi alla spesa inclusiva delle immobilizzazioni in corso.
- 15.6 Per le analisi svolte, l'Autorità ha tenuto conto dei dati desumibili dalle determinazioni tariffarie, dei dati disponibili nei CAS delle imprese regolate e delle comunicazioni delle proiezioni economiche e finanziarie (PEPFIS) per il periodo 2023-2027 fornite dal campione di imprese richiamato al paragrafo 3.2 del presente documento.
- 15.7 Con riferimento a tali proiezioni di spesa, nelle interlocuzioni precedenti la preparazione del presente documento per la consultazione (ad esempio la recente consultazione sui piani di sviluppo di distribuzione dell'energia elettrica e nelle note di accompagnamento all'invio dei PEPFIS), alcune imprese hanno segnalato la maggiore incertezza delle stime di investimento oltre i primi due anni (ossia per gli anni 2026 e 2027), determinata anche dalla velocità di implementazione degli obiettivi di transizione energetica.
- 15.8 In ragione del primo periodo di applicazione dei criteri TIROSS e dell'incertezza che caratterizza i dati previsionali più a lungo termine, l'Autorità è orientata a determinare nei prossimi mesi il tasso di capitalizzazione da applicare ai fini della definizione della quota di *slow money* 2024 e 2025 e a valutare l'introduzione di un meccanismo di *reopener* nel corso dell'anno 2025, volto a definire i tassi di capitalizzazione da utilizzare ai fini della definizione della quota di *slow money* relative agli anni 2026 e 2027.
- 15.9 Ai fini della determinazione dei tassi di capitalizzazione da utilizzare per la definizione della quota di *slow money* 2024 e 2025, l'Autorità è orientata a utilizzare la media dei tassi di capitalizzazione relativi:
- al periodo 2021-2022 quali valutazioni retrospettive;
  - al 2023;
  - al 2024-2025 quali valutazioni prospettiche.
- 15.10 Ai fini della definizione dei tassi di capitalizzazione degli anni 2026 e 2027, l'Autorità è orientata a proporre che i tassi di capitalizzazione vengano aggiornati per tutti i servizi oggetto del presente documento, come media dei tassi relativi:
- al periodo 2023-2024 quali valutazioni retrospettive;
  - al 2025;
  - al 2026-2027 quali valutazioni prospettiche.
- 15.11 Con riferimento alla differenziazione dei tassi di capitalizzazione all'interno del medesimo servizio, è opportuno tenere in considerazione:

- a) l'elevata asimmetria informativa tra Regolatore e gestore sulle previsioni di spesa;
- b) la necessità di garantire, pur nella novità dell'approccio ROSS, certezza regolatoria e gradualità rispetto ai previgenti criteri tariffari.

15.12 Pertanto, sulla base delle precedenti considerazioni e a valle dell'analisi dei dati disponibili per tutti i servizi oggetto del presente documento, l'Autorità è orientata a definire tassi di capitalizzazione differenziati per impresa.

### **Trasporto gas**

15.13 Ai fini della determinazione del tasso di capitalizzazione per ciascuna impresa di trasporto gas, l'Autorità intende prevedere che si faccia riferimento ai dati dichiarati ai fini tariffari. In particolare, in relazione alle valutazioni retrospettive:

- a) la spesa di capitale è pari, in ciascuno anno, alla somma del valore degli investimenti effettuati ed entrati in esercizio nel medesimo anno e all'incremento delle immobilizzazioni in corso;
- b) la spesa operativa è calcolata come somma delle voci di costo effettivo riconoscibile, sulla base dei dati tariffari, come desumibili dai CAS.

15.14 Al fine di includere alcune valutazioni prospettiche per gli anni 2024 e 2025, l'Autorità ritiene che si possa far riferimento a stime specifiche dei gestori.

15.15 Dai dati degli ultimi anni relativi alla spesa per investimenti e operativa disponibili (2018-2022), desumibili dalle proposte tariffarie dei gestori, emerge:

- a) una elevata discontinuità nel tempo della percentuale di spesa di investimenti rispetto al totale della spesa per alcuni gestori, soprattutto per i trasportatori titolari di sole reti regionali che non hanno un Piano di investimenti consistente; in particolare, alcuni trasportatori regionali hanno percentuali prossime allo zero in alcuni anni, che arrivano fino al 40% in specifici anni (in cui ci sono state spese di capitale più consistenti);
- b) una elevata disomogeneità tra gestori, con tassi pari o superiori all'80% per l'impresa maggiore di trasporto e le imprese di trasporto di maggiori dimensioni, e tassi inferiori al 10% per le imprese di trasporto di minori dimensioni.

15.16 I dati sopra delineati confermano, per il servizio di trasporto, l'opportunità di tassi di capitalizzazione specifici d'impresa.

15.17 A tal fine, si ritiene che le imprese di trasporto possano presentare un'istanza, congiunta all'istanza di scelta dell'opzione incentivante, per sottoporre all'approvazione dell'Autorità la proposta di tasso di capitalizzazione.

### **Trasmissione elettrica**

15.18 Ai fini della determinazione del tasso di capitalizzazione per il servizio di trasmissione elettrica, l'Autorità intende far riferimento ai dati dichiarati dal gestore del sistema di trasmissione ai fini tariffari per gli anni 2021-2022, e a specifiche stime per i successivi tassi di capitalizzazione (2023-2024-2025).

### Distribuzione e misura elettrica

- 15.19 Al fine di quantificare le valutazioni retrospettive per la determinazione del tasso di capitalizzazione, l’Autorità è orientata a basarsi sui dati dichiarati dagli operatori nell’ambito della raccolta dati “RAB elettricità” e nei CAS.
- 15.20 Come richiamato in precedenza, la spesa di capitale è pari, in ciascuno anno, alla somma del valore degli investimenti entrati in esercizio (al netto di quelli derivanti da immobilizzazioni in corso uscite per entrata in esercizio) e dell’incremento delle immobilizzazioni in corso. La spesa operativa è calcolata come somma delle voci di costo effettivo riconoscibile sulla base dei prospetti CAS<sup>3</sup>.
- 15.21 Al fine di includere alcune valutazioni prospettiche, l’Autorità ritiene che si possa far riferimento alle stime dei gestori.
- 15.22 In merito alle valutazioni retrospettive, i dati considerati (relativi alla serie storica 2017-2021) si riferiscono alle imprese con almeno 25.000 punti di prelievo ed evidenziano:
- un generale incremento della spesa totale sostenuta nel periodo (35% a livello di settore, passando da 3,5 a 4,8 miliardi di euro a moneta costante 2021), indicando un settore in espansione/crescita;
  - le 10 imprese di maggiori dimensioni presentano un tasso di capitalizzazione più elevato rispetto alle imprese di minori dimensioni (nel 2021 il tasso di capitalizzazione medio delle dieci imprese di maggiori dimensioni risulta pari al 66% rispetto al 49% delle restanti imprese);
  - nell’ambito di un generale incremento del tasso di capitalizzazione nel periodo considerato per tutte le imprese (da 49% a 66%), le imprese di maggiori dimensioni presentano una variazione più ampia;
  - il valore della spesa per immobilizzazioni in corso risulta discontinuo nel periodo considerato.
- 15.23 In merito alle valutazioni prospettiche, i dati al momento disponibili desumibili dai PEPFIS si riferiscono a 6 distributori con struttura territoriale differenziata, che coprono il 95% dei punti di prelievo serviti, includono il periodo 2023-2025 ed evidenziano prospettive di espansione del settore ( in particolare, un incremento della spesa per investimenti di circa il 30% rispetto all’anno 2021).
- 15.24 Alla luce delle analisi sopra riportate, in considerazione della necessità di bilanciamento delle valutazioni prospettiche e retrospettive, l’Autorità è orientata a proporre che, coerentemente con il periodo individuato al paragrafo 15.8, il tasso di capitalizzazione di ciascuna impresa sia pari alla somma dei seguenti addendi:
- 20% del tasso di capitalizzazione effettivo dell’impresa nel 2021;
  - 20% del tasso di capitalizzazione effettivo dell’impresa nel 2022;
  - 20% del tasso di capitalizzazione stimato dall’impresa nel 2023;
  - 40% del tasso di capitalizzazione dell’impresa stimato relativo al biennio 2024-2025.

---

<sup>3</sup> In particolare, con riferimento alle imprese del servizio di distribuzione, qualora siano disponibili, si considerano le evidenze riportate dalle imprese nel prospetto “GM-informazioni tariffarie”.

- 15.25 L'Autorità è orientata a proporre che ai fini del calcolo dei tassi di capitalizzazione relativi agli anni 2023, 2024 e 2025 sia avviata una specifica raccolta dati con tempistiche e modalità indicate dagli Uffici, volta a fornire la miglior stima disponibile del tasso di capitalizzazione, determinata secondo i criteri descritti nel presente capitolo.
- 15.26 Qualora non risultassero disponibili le informazioni relative al tasso di capitalizzazione per l'anno 2023, l'Autorità è orientata a utilizzare il valore del tasso di capitalizzazione calcolato per l'anno 2022 sulla base dei dati dichiarati da ciascuna impresa.
- 15.27 Qualora non risultassero disponibili le informazioni in merito ai tassi di capitalizzazione attesi per gli anni 2024-2025 l'Autorità intende proporre che:
- a) per ogni impresa sia preso a riferimento come valore di partenza il tasso di capitalizzazione individuale effettivo per il 2021;
  - b) si calcoli il tasso di capitalizzazione stimato medio per gli anni 2024-2025 a livello di settore sulla base dei dati disponibile e la variazione 2024-2025 in termini di punti percentuali rispetto al tasso di capitalizzazione medio dell'anno 2021;
  - c) si applichi la variazione in termini di punti percentuale di cui al precedente punto al tasso di capitalizzazione effettivo del 2021 di ciascuna impresa.

*S12. Osservazioni in merito alla definizione dei tassi di capitalizzazione.*

## **16. Ammortamento dei cespiti entrati in esercizio dopo la data di *cut-off***

### **Criteria generali**

- 16.1 Ai sensi del comma 14.2 del TIROSS, la quota di *slow money* viene disaggregata in  $n$  tipologie di cespiti ai fini del calcolo degli ammortamenti sulla base della composizione della spesa per gli investimenti entrati in esercizio nell'anno.
- 16.2 Ai sensi dell'Articolo 27 del TIROSS, per ciascun anno tariffario  $t$  l'ammortamento dei cespiti entrati in esercizio e dei contributi pubblici e privati percepiti dopo il *cut-off* fino all'anno  $t-1$  (incluso) è effettuato sulla base delle aliquote di ammortamento previste per ciascuna tipologia di cespiti, determinate in occasione della definizione delle regolazioni specifiche di ciascun servizio.
- 16.3 Il TIROSS definisce inoltre alcune vite utili regolatorie dei cespiti che non riflettono le specificità di servizio, quali:
- Fabbricati industriali: 40 anni;
  - ICT: 5 anni;
  - Immobilizzazioni immateriali: 5 anni;
  - Macchine d'ufficio, mezzi di trasporto, telefoni cellulari: 5 anni;
  - Altre immobilizzazioni materiali: 10 anni.



### **Trasporto gas**

16.4 Per il servizio di trasporto gas, con la deliberazione 139/2023/R/GAS l’Autorità ha definito le vite utili regolatorie dei cespiti (cfr. Tabella 1 della RTTG 6PRT). In particolare, l’Autorità ha confermato le vite utili regolatorie previgenti e ha introdotto un cespite “Interventi per il mantenimento in esercizio” degli *asset*, con vita utile di 15 anni. Inoltre, la regolazione del servizio di trasporto prevede:

- a) un cespite relativo ai “Sistemi informativi”, con vita utile di 5 anni, assimilabile quindi al cespite “ICT” di cui al TIROSS;
- b) un cespite denominato “Immobilizzazioni materiali (macchine d’ufficio, automezzi, telefoni cellulari)”, assimilabile al cespite “Macchine d’ufficio, mezzi di trasporto, telefoni cellulari”, un cespite “Altre immobilizzazioni materiali” e un cespite “Immobilizzazioni immateriali”, con le medesime vite utili previste dal TIROSS.

16.5 Non si rileva quindi alcuna necessità di allineamento delle vite utili regolatorie già definite rispetto a quelle del TIROSS.

### **Trasmissione elettrica**

16.6 Per il servizio di trasmissione elettrica, l’Autorità intende mantenere le vite utili vigenti nel 5PRTe, secondo quanto stabilito nella tabella 6 del TIT. Tali vite utili regolatorie, infatti, risultano già coerenti con le previsioni del TIROSS; infatti:

- a) un cespite relativo ai “Software”, ha vita utile di 5 anni, assimilabile quindi al cespite “ICT” di cui al TIROSS;
- b) altre categorie di cespiti, quali “Macchine d’ufficio”, “Mezzi di trasporto”, “Telefoni Cellulari e satellitari”, hanno vita utile di 5 anni coerente con quella prevista dal TIROSS.

16.7 Non si rileva, quindi, alcuna necessità di revisione delle vite utili regolatorie del 5PRT, già coerenti rispetto a quelle del TIROSS.

### **Distribuzione e misura elettrica**

16.8 Per il servizio di distribuzione e misura elettrica, l’Autorità ha definito le vite utili regolatorie dei cespiti, come riportate nella tabella 6 del TIT.

16.9 L’Autorità propone di mantenere le vite utili vigenti nel 5PRDe per i seguenti cespiti, specifici dell’attività di distribuzione elettrica:

- Linee di alta tensione
- Cabine primarie
- Sezioni MT e centri satellite
- Cabine secondarie
- Trasformatori cabine secondarie
- Linee di media tensione
- Linee di bassa tensione
- Prese utenti
- Impianti di teleconduzione
- Impianti di teletrasmissione

- Impianti propri presso terzi
- Altri impianti

16.10 L'Autorità propone di mantenere le vite utili vigenti nel 5PRDe per i seguenti cespiti, specifici dell'attività di misura elettrica:

- TA/TV in alta e media tensione
- Misuratori elettronici relativi a punti di prelievo in bassa tensione
- Altri misuratori
- Sistemi di telegestione e sistemi telelettura per il rilievo delle curve orarie

16.11 Con riferimento invece ai cespiti che non riflettono specificità di settore, i cespiti riportati nella tabella 6 del TIT risultano avere vite utili coerenti con il comma 27.3 del TIROSS. Non si rileva, quindi, alcuna necessità di revisione delle vite utili regolatorie del 5PRDe.

*S13. Osservazioni in merito all'ammortamento dei cespiti entrati in esercizio dopo la data di cut-off.*

## 17. **Trattamento delle dismissioni dopo la data di *cut-off***

17.1 Con l'applicazione dei criteri del TIROSS, per ciascuna tariffa  $t$ , il valore delle immobilizzazioni lorde relative a cespiti entrati in esercizio successivamente alla data di *cut-off* viene incrementato della quota di *slow money* relativa all'anno  $t-1$ , in luogo del valore puntuale di costo storico del cespite entrato in esercizio. Tale quota di *slow money* viene successivamente disaggregata in  $n$  tipologie di cespiti (c.d. "pro forma" per distinguerli dal valore dell'incremento patrimoniale effettivo dell'impresa) sulla base della composizione della spesa per gli investimenti entrati in esercizio nell'anno.

17.2 L'Autorità ritiene opportuno che le imprese continuino a dichiarare ogni anno i dati relativi alle dismissioni puntuali, per cespiti cui si riferiscono e stratificati per anno di entrata in esercizio del cespite medesimo, in continuità con quanto richiesto nelle raccolte dati vigenti nel 5PR.

17.3 A tal proposito, l'Autorità è orientata a utilizzare i valori delle dismissioni puntualmente dichiarate a diretta riduzione del valore dei singoli cespiti "pro forma" di cui al paragrafo 17.1.

17.4 Alternativamente, anche con riferimento a specifici settori, l'Autorità è orientata a proporre un riproporzionamento del valore delle dismissioni dichiarate dalle imprese, moltiplicando il valore della dismissione per un coefficiente di riproporzionamento pari per ciascun cespite e per ciascun anno di entrata in esercizio al rapporto tra il valore degli incrementi patrimoniali "pro forma" e il valore a costo storico degli incrementi patrimoniali effettivamente realizzati nello stesso anno.

17.5 Inoltre, l'Autorità, in coerenza con le previsioni del TIROSS in merito al *lag* di riconoscimento dell'ammortamento, intende prevedere che, a decorrere dal 2024,



le dismissioni dichiarate dall'impresa nell'anno  $t$  siano considerate nella determinazione dei ricavi ammessi per l'anno  $t+1$ .

*S14. Osservazioni in merito al trattamento delle dismissioni successive alla data di cut-off e valutazione delle soluzioni alternative proposte.*

## **18. Trattamento dei contributi dopo la data di cut-off**

18.1 L'articolo 16 del TIROSS prevede che concorra alla formazione del capitale investito ai fini regolatori, il valore netto dei contributi pubblici in conto capitale e contributi privati successivi alla data di *cut-off*.

18.2 Con riferimento al trattamento di tali partite, l'Autorità, salvo eventuali previsioni in materia di incentivazione al conseguimento dei contributi pubblici specifiche per servizio regolato, intende proporre la conferma dei criteri vigenti nei precedenti periodi regolatori, prevedendo che il trattamento del contributo avvenga in analogia al trattamento dei cespiti, ma con valore negativo.

18.3 Analogamente a quanto previsto per gli incrementi patrimoniali, quindi, il valore dell'ammortamento dei contributi sarà calcolato includendo nei ricavi ammessi per l'anno  $t$  l'ammortamento del contributo incassato nell'anno  $t-1$ , sulla base delle vite utili regolatorie vigenti per il 5PR per ciascun servizio regolato.

*S15. Osservazioni in merito al trattamento dei contributi.*

## **19. Trattamento delle immobilizzazioni in corso**

### **Criteri generali**

19.1 Ai sensi dell'Articolo 22 del TIROSS, il valore delle immobilizzazioni in corso esistenti al 31 dicembre di ciascun anno  $t$  (che rilevano per la determinazione dei ricavi ammessi dell'anno  $t+1$ ) è determinato annualmente, considerando la somma algebrica delle immobilizzazioni in corso esistenti al 31 dicembre dell'anno  $t-1$ , dell'incremento dello *stock* dei lavori in corso realizzati nel medesimo anno  $t$  (per effetto di spese di investimento non entrate in esercizio) e della riduzione dello *stock* di lavori in corso esistenti al 31 dicembre dell'anno  $t-1$  ed entrati in esercizio nel corso dell'anno  $t$ .

19.2 Inoltre, ai sensi del comma 25.2 del TIROSS, i criteri di regolazione tariffaria specifici dei singoli servizi possono prevedere una differente remunerazione delle immobilizzazioni in corso.

### **Trasporto gas**

19.3 Per il servizio di trasporto gas, con la deliberazione 139/2023/R/GAS l'Autorità, coerentemente a quanto previsto dal comma 25.2 del TIROSS e per allineamento alla remunerazione prevista per il servizio di trasmissione elettrica, ha previsto (cfr. 5.9 della RTTG 6PRT) che al valore (di preconsuntivo) delle immobilizzazioni in

corso al 31 dicembre dell'anno  $t-1$  rispetto all'anno tariffario siano applicati i seguenti tassi di remunerazione:

- a) per le immobilizzazioni in corso relative a *spending* sostenuto negli anni  $t-1$  e  $t-2$ , un tasso pari al valore del WACC determinato in coerenza con il TIWACC, ma assumendo un rapporto tra capitale di terzi e capitale proprio pari a 4;
- b) per le immobilizzazioni in corso relative a *spending* sostenuto negli anni  $t-3$  e  $t-4$ , applicando un tasso posto pari al valore del parametro  $Kd^{real}$  di cui al TIWACC;
- c) per le immobilizzazioni in corso relative a *spending* sostenuto negli anni precedenti al  $t-4$ , applicando un tasso di remunerazione pari a zero.

### **Trasmissione elettrica**

19.4 Per il servizio di trasmissione elettrica, l'Autorità intende confermare il criterio vigente nel 5PRTe, coerentemente con quanto previsto per il trasporto gas per il 6PRT (cfr. punto 19.3).

### **Distribuzione e misura elettrica**

19.5 Per il servizio di distribuzione e misura dell'energia elettrica, la serie storica relativa al periodo 2017-2021 evidenzia una dinamica crescente dell'ammontare degli incrementi patrimoniali, che passano da circa 1,7 miliardi a 3,2 miliardi all'anno e dell'ammontare di immobilizzazioni in corso, che passano da circa 850 milioni a quasi 1,4 miliardi. Nel medesimo periodo, la movimentazione di tali immobilizzazioni in corso presenta una crescita di circa il 90% con riferimento agli incrementi per lavori in corso e una crescita più contenuta pari a circa il 48% con riferimento alle uscite da immobilizzazioni in corso per entrata in esercizio.

19.6 La lettura congiunta di questi dati potrebbe indicare un aumento del tempo di permanenza delle immobilizzazioni in corso, ulteriormente rafforzabile considerando la dinamica di crescenti investimenti emergente dall'analisi dei PEPFIS (cfr. paragrafo 15.24).

19.7 Conseguentemente, l'Autorità intende attivare modalità di monitoraggio del tempo di permanenza delle immobilizzazioni in corso, al fine di raccogliere ulteriori elementi, anche di natura previsionale, per valutare l'eventuale applicazione nel prossimo periodo di regolazione di tassi di remunerazione differenziati per "anzianità" dell'immobilizzazione in corso.

<i>S16. Osservazioni in merito al trattamento delle immobilizzazioni in corso.</i>
--

## **20. Trattamento del capitale circolante e delle poste rettificative**

### **Criteri generali**

- 20.1 Ai sensi dell'Articolo 23 del TIROSS, le altre partite rilevanti ai fini della determinazione del capitale investito riconosciuto sono il capitale circolante netto e le poste rettificative.
- 20.2 Tali partite possono essere assunte in via parametrica pari a una percentuale prefissata del valore delle immobilizzazioni lorde dei cespiti entrati in esercizio o delle immobilizzazioni nette riconosciute ai fini tariffari.
- 20.3 Le percentuali da applicare sono determinate, con decisione motivata, in occasione della definizione della regolazione tariffaria specifica di ciascun servizio, e sono tendenzialmente fisse, anche se possono essere fatte variare annualmente con decisione motivata.
- 20.4 Si evidenzia inoltre che, per esigenze specifiche dei servizi regolati, possono essere considerate ulteriori partite a rettifica del capitale investito netto riconosciuto (es. fondo oneri compensativi per il servizio di trasmissione elettrica).

### **Trasporto gas**

- 20.5 Per il servizio di trasporto gas, con la deliberazione 139/2023/R/GAS, l'Autorità ha previsto, in continuità con il periodo regolatorio precedente, che:
- il capitale circolante netto sia determinato in via parametrica, pari allo 0,8% dell'attivo immobilizzato lordo (cfr. comma 5.4, lettera b) della RTTG 6PRT);
  - il trattamento di fine rapporto sia dedotto dall'attivo immobilizzato netto, sulla base del fondo risultante al 31 dicembre dell'anno  $t-1$  per le determinazioni tariffarie dell'anno  $t$ .

### **Trasmissione elettrica**

- 20.6 Per il servizio di trasmissione elettrica, l'Autorità intende confermare, in continuità con il periodo regolatorio precedente, che:
- il capitale circolante netto sia determinato in via parametrica, pari allo 0,1% dell'attivo immobilizzato netto;
  - il trattamento di fine rapporto sia dedotto dall'attivo immobilizzato netto, sulla base del fondo risultante al 31 dicembre dell'anno  $t-1$  per le determinazioni tariffarie dell'anno  $t$ .
- 20.7 Per il servizio di trasmissione, è inoltre considerato come posta rettificativa del capitale investito riconosciuto, il fondo dei costi compensativi non erogati, come risultante al 31 dicembre dell'anno  $t-1$  per le determinazioni tariffarie dell'anno  $t$ .

### **Distribuzione e misura elettrica**

- 20.8 Per il servizio di distribuzione e misura dell'energia elettrica, l'Autorità intende prevedere che il trattamento del capitale circolante netto e delle poste rettificative avvenga in continuità di criteri previsti per il 5PRDe, ossia:

- a) il capitale circolante netto sia determinato in via parametrica, pari allo 0,1% del valore dell'immobilizzato netto, esclusi i terreni;
- b) il trattamento di fine rapporto sia determinato in via parametrica, pari al -1% del valore dell'immobilizzato netto (esclusi i terreni) per il servizio di distribuzione e al -0,4 % dell'immobilizzato netto (esclusi i terreni) per il servizio di misura.

*S17. Osservazioni in merito al trattamento del capitale circolante e delle poste rettificative.*

## 21. Modalità di trattamento dell'inflazione

### Criteria generali

- 21.1 La regolazione vigente per il 5PR prevede, quale criterio generale l'utilizzo di due diverse misure dell'inflazione annuale rilevate dall'Istat:
- a) il tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo per le famiglie di operai ed impiegati per l'aggiornamento dei costi operativi (ad esclusione di costi specifici di settore) fino all'anno  $t-1$  per la tariffa dell'anno  $t$ ;
  - b) il tasso medio annuo di variazione del deflatore degli investimenti fissi lordi per l'aggiornamento del capitale investito fino all'anno  $t-1$  per la tariffa dell'anno  $t$ .
- 21.2 Le diverse tempistiche di determinazione delle tariffe nei servizi infrastrutturali hanno comportato che gli indicatori sopra menzionati siano stati calcolati prendendo a riferimento diversi intervalli temporali all'interno degli anni indicati.
- 21.3 I criteri riportati nel TIROSS prevedono, in relazione al trattamento dell'inflazione applicata ai costi operativi (salvo il caso di specifici costi di settore), che:
- a) la *baseline ex ante* sia aggiornata in via provvisoria utilizzando le aspettative di andamento dei prezzi al consumo in Italia rese disponibili dalla Banca d'Italia (cfr. comma 35.2 del TIROSS);
  - b) la *baseline ex post* sia aggiornata sulla base dell'inflazione effettiva dell'anno  $t$ , considerando il tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo dall'anno  $t-1$  all'anno  $t$  (cfr. comma 36.1 del TIROSS);
  - c) i valori del tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati siano uguali per tutti i servizi e fissati, ai fini dell'aggiornamento *ex post* della *baseline* di spesa operativa, annualmente con deliberazione dell'Autorità (cfr. comma 36.2 del TIROSS).
- 21.4 Con riferimento alla *baseline* dei costi operativi *ex ante*, l'Autorità è orientata a prevedere che, per ciascun servizio regolato, al fine di consentire il minor scostamento tra ricavi effettivi e ricavi ammessi, venga utilizzato il tasso di variazione dei prezzi al consumo in base alle aspettative rese disponibili dalla Banca d'Italia per l'anno  $t$ , più recente a disposizione.

- 21.5 Con riferimento all'aggiornamento della *baseline* dei costi operativi *ex post*, l'Autorità è orientata a prevedere che, con specifica deliberazione, sia definito annualmente, per tutti i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas, il tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati, dall'anno  $t-1$  all'anno  $t$ , rilevato dall'Istat, una volta disponibili i dati sui prezzi al consumo di dicembre dell'anno  $t$ .
- 21.6 I criteri riportati nel TIROSS per la rivalutazione annuale del capitale investito riconosciuto prevedono, in continuità di criteri con quanto previsto nella regolazione del 5PR, che sia utilizzato il tasso medio annuo di variazione del deflatore "*relativo ai dodici mesi precedenti*", precisando che "*Il capitale investito rilevante per le determinazioni tariffarie dell'anno  $t$  è espresso a moneta  $t-1$  ovvero è aggiornato con il deflatore degli investimenti fissi lordi con base 1 per l'anno  $t-1$* " (comma 16.2 del TIROSS).
- 21.7 A seguito dell'incontro tecnico di approfondimento del mese di luglio, un'impresa e un'associazione di categoria dei distributori elettrici hanno evidenziato come, nel contesto attuale, caratterizzato da inflazione elevata, l'utilizzo del deflatore degli investimenti fissi lordi e la periodicità dell'indice presa a riferimento ai fini degli aggiornamenti tariffari, non consentano di coglierne adeguatamente l'effetto inflattivo. Un'impresa di distribuzione riterrebbe opportuno "*sostituire il deflatore degli investimenti fissi lordi, a oggi utilizzato ai fini della rivalutazione della RAB, con un parametro maggiormente prevedibile e indicativo del corso dell'inflazione, quale ad esempio l'indice cd. Foi.*" Sempre i medesimi soggetti hanno segnalato come fino ad oggi, la RAB sia rivalutata con due anni di ritardo, non prevedendo il meccanismo vigente alcuna rivalutazione degli investimenti effettuati nell'anno  $t$  e riconosciuti dall'anno  $t+1$ , chiedendo nel nuovo periodo di regolazione un intervento correttivo per sanare tale penalizzazione.
- 21.8 Al riguardo, l'Autorità ritiene che le modalità di rivalutazione dei costi di capitale debbano tener conto, in primo luogo, e in un'ottica complessiva, del *lag* regolatorio nel riconoscimento delle quote di ammortamento e della remunerazione del capitale investito previsto dal TIROSS, e dei criteri di determinazione del tasso di remunerazione dello stesso (cfr. deliberazione 614/2021/R/COM).
- 21.9 Alla luce di quanto sopra, l'Autorità ritiene che, ai fini della rivalutazione del capitale investito nel settore dell'energia elettrica e del gas, sia più consono mantenere il deflatore degli investimenti fissi lordi, anche in ossequio alle previsioni del TIROSS e in continuità con i periodi regolatori precedenti, ; tale indice, peraltro, è per sua costruzione più idoneo, rispetto ad altri indici quali il FOI, ad intercettare le dinamiche dei prezzi di beni durevoli.
- 21.10L'Autorità ritiene, inoltre che la scelta di rivalutare il capitale investito riconosciuto all'anno  $t-1$  (ossia esprimendo il relativo valore a moneta  $t-1$ ), ultimo anno in relazione al quale vengono considerati i costi di capitale (a consuntivo) per la determinazione dei livelli tariffari dell'anno  $t$ , sia coerente con il *lag* regolatorio di un anno con cui vengono recepiti all'interno della RAB gli investimenti effettuati dall'impresa.

21.11 Tuttavia, l’Autorità, al fine di minimizzare gli effetti del *lag* regolatorio in termini inflattivi sul capitale investito, è orientata a prevedere un aggiornamento *ex post* della variazione del deflatore. In particolare, l’Autorità intende prevedere che:

- a) ai fini della determinazione delle tariffe per l’uso delle infrastrutture o dei ricavi rilevanti per la loro determinazione, ciascun servizio utilizzi, in via provvisoria, il tasso medio di variazione del deflatore degli investimenti fissi lordi, per la costruzione di un deflatore con base 1 nell’anno  $t-1$  in continuità di criteri vigenti nel 5PR;
- b) *ex post*, ai fini della determinazione dei vincoli ai ricavi ammessi, il tasso medio di variazione del deflatore per la costruzione di un deflatore base 1 nell’anno  $t-1$ , venga ricalcolato in modo omogeneo per tutti i servizi sulla base dei valori effettivi del deflatore dell’anno  $t-1$ , ossia considerando la variazione dei 4 trimestri dell’anno  $t-1$  (fino al 31 dicembre  $t-1$ ) rispetto ai 4 trimestri dell’anno  $t-2$ .

21.12 In ragione delle discontinuità presentate, l’Articolo 32 del TIROSS prevede che in sede di prima applicazione delle disposizioni in materia di inflazione e nell’ambito delle regole relative a ciascun servizio infrastrutturale regolato, siano adottate misure per garantire continuità nell’aggiornamento per l’inflazione “*evitando sovra- o sotto-riconoscimento degli effetti inflattivi*”. A riguardo, considerata la previsione di aggiornare *ex post* la variazione del deflatore al  $t-1$  (cfr. paragrafo 21.11, lettera b)), l’Autorità, ai fini del calcolo dell’ultima variazione per la costruzione del deflatore con base 1 nel 2023 intende considerare, sulla base delle specificità di ciascun servizio, anche i trimestri del 2023 non intercettati nella variazione del deflatore utilizzata *ex ante* ai fini degli aggiornamenti tariffari del 2024 (cfr. paragrafo 21.11, lettera a)).

### Trasporto gas

21.13 La deliberazione 139/2023/R/GAS ha disposto la determinazione della voce di ricavo a copertura del costo operativo riconosciuto rilevante per le tariffe 2024 sulla base dei costi operativi effettivamente sostenuti nel 2021 e di eventuali costi emergenti per l’anno 2022, assumendola pari alla *baseline* dei costi operativi.

21.14 Tale voce di ricavo è stata aggiornata per il 2024 con tassi di inflazione pari a -0,3% per il 2022, 1,9% per il 2023 e 8,1% per il 2024, determinati in continuità di criteri, ossia considerando il tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall’Istat, riferito all’anno precedente l’anno di presentazione della proposta tariffaria (ossia all’anno  $t-2$ ).

21.15 Al fine di assicurare coerenza con le previsioni di cui al TIROSS in materia di aggiornamento con l’inflazione della *baseline* dei costi operativi, l’Autorità ritiene che:

- a) non sia necessario rideterminare la *baseline* dei costi operativi *ex ante*, di cui al comma 35.2 del TIROSS;
- b) sia opportuno, in sede di determinazione della *baseline* dei costi operativi *ex post*, rideterminare i tassi di inflazione considerati per l’aggiornamento dei



costi operativi dal 2021 al 2024 sulla base dell'inflazione effettiva per gli anni 2022, 2023 e 2024, in coerenza con il TIROSS;

- c) sia necessario considerare l'inflazione effettiva di cui alla precedente lettera una volta disponibile, ai fini dell'aggiornamento della quota di ricavo a copertura dei costi operativi ai sensi del comma 8.7 della RTTG 6PRT;
- d) sia opportuno modificare il comma 8.7 della RTTG sostituendo la definizione di  $RPI_{t-1}$  con le aspettative di andamento dei prezzi al consumo in Italia rese disponibili dalla Banca d'Italia, in linea con il comma 35.2 del TIROSS.

21.16 Con riferimento al deflatore degli investimenti fissi lordi, la RTTG 6PRT prevede di considerare, per l'anno  $t$ , il capitale investito aggiornato con un deflatore con base 1 nell'anno  $t-1$ ), sulla base del tasso di variazione medio annuo riferito all'anno precedente l'anno di presentazione della proposta tariffaria (ossia all'anno  $t-2$ ); in particolare, per il 2024, la RTTG 6PRT ha definito un deflatore con base 1 nel 2023 (cfr. Tabella 2 della RTTG 6PRT ed un tasso di variazione dal 2022 al 2023 pari al 4,2%.

21.17 Ai fini dell'aggiornamento dei costi di capitale, si confermano le previsioni in materia di deflatore degli investimenti fissi lordi di cui al TIROSS, applicate secondo i criteri generali sopra descritti (cfr. paragrafo 21.11).

### **Trasmissione e distribuzione elettrica**

21.18 Con riferimento ai settori di trasmissione e distribuzione elettrica, l'Autorità intende aggiornare i costi operativi effettivamente sostenuti nel 2022, da considerare quale voce di ricavo a copertura dei costi operativi nelle tariffe 2024 e assumere come *baseline* dei costi operativi per il nuovo periodo regolatorio, sulla base dell'inflazione già riconosciuta per l'anno tariffario 2023 e delle aspettative di andamento dei prezzi al consumo in Italia per l'anno 2024 rese disponibili dalla Banca d'Italia.

21.19 In sede di determinazione della *baseline* dei costi operativi *ex post*, l'Autorità intende utilizzare l'inflazione effettiva 2023 e 2024, in coerenza con le previsioni del TIROSS.

21.20 Ai fini dell'aggiornamento dei costi di capitale, si confermano le previsioni in materia di deflatore degli investimenti fissi lordi di cui al TIROSS, applicate secondo i criteri generali sopra descritti (cfr. paragrafo 21.11).

S18. Osservazioni in merito alle modalità di trattamento dell'inflazione e del deflatore.
---

## **22. Individuazione di ulteriori partite escluse dall'applicazione dei criteri ROSS**

### **Criteri generali**

22.1 L'Autorità è orientata ad individuare specifiche partite che, per la loro particolare natura, non è opportuno vengano incluse nella definizione della *baseline* dei costi al fine di individuare i recuperi di efficienza, ossia partite non assoggettabili al tasso



di capitalizzazione. . Tali partite derivano in larga misura da meccanismi regolatori di incentivazione, individuati di seguito per ciascun servizio oggetto del presente documento.

### **Trasporto gas**

- 22.2 Con riferimento al servizio di trasporto del gas, l’Autorità intende proporre che siano esclusi dai meccanismi di regolazione del TIROSS gli incentivi *input-based* derivanti dai precedenti periodi regolatori e ancora non esauriti, nonché l’incentivo per il mantenimento in esercizio di reti ammortizzate di cui al comma 6.3 della RTTG 6PRT e l’incentivo per il funzionamento efficiente di centrali di compressione dual fuel di cui al comma 6.4 della RTTG 6PRT.
- 22.3 Sono, inoltre, esclusi dai meccanismi di regolazione del TIROSS i ricavi (e i costi sottostanti) derivanti dall’offerta di eventuali ulteriori servizi, anche attraverso l’impiego delle infrastrutture di trasporto per finalità ulteriori rispetto al servizio gas, ai sensi dell’articolo 23 della RTTG 6PRT.

### **Trasmissione elettrica**

- 22.4 Con riferimento al servizio di trasmissione elettrica, l’Autorità intende proporre che siano esclusi dai meccanismi di regolazione del TIROSS gli incentivi *input-based* derivanti dai precedenti periodi regolatori e ancora non esauriti nonché gli incentivi *output-based*.
- 22.5 L’Autorità intende proporre che siano esclusi dai meccanismi di regolazione del TIROSS i ricavi netti derivanti dall’utilizzo dell’infrastruttura elettrica per finalità ulteriori rispetto al servizio elettrico.

### **Distribuzione e misura elettrica**

- 22.6 Nell’ambito del servizio di distribuzione dell’energia elettrica l’Autorità intende proporre che siano esclusi dai meccanismi di regolazione del TIROSS i ricavi netti derivanti dall’utilizzo dell’infrastruttura elettrica per finalità ulteriori rispetto al servizio elettrico, e che vengano trattati in maniera specifica, in continuità con i criteri regolatori vigenti nel 5PRDe, nell’ambito dei meccanismi di perequazione dei ricavi del servizio di distribuzione.
- 22.7 Sono esclusi inoltre i ricavi derivanti dall’applicazione della maggiore remunerazione per investimenti specifici prevista dall’articolo 13 del TIT vigente nel 5PRDe.

<p><i>S19. Osservazioni in merito all’individuazione di ulteriori partite escluse dall’applicazione dei criteri ROSS.</i></p>
---

### **PARTE III**

#### **DEFINIZIONE ASPETTI PROCEDURALI E ULTERIORI ELEMENTI**

#### **23. Premessa**

23.1 La presente Parte III illustra gli orientamenti dell’Autorità in relazione agli aspetti procedurali per l’implementazione del TIROSS, nonché ulteriori elementi successivi con particolare riferimento a:

- a) criteri di presentazione delle istanze inerenti ai parametri funzionali all’applicazione del ROSS-base (Capitolo 24);
- b) declinazione operativa delle modalità di funzionamento dell’approccio ROSS e relative tempistiche per il periodo 2024-2027 (Capitolo 25);
- c) modalità di gestione degli scostamenti derivanti dal *tariff decoupling* (Capitolo 26);
- d) ulteriori specifiche per la declinazione del ROSS per il servizio di distribuzione e misura elettrica (Capitolo 27).

#### **24. Criteri di presentazione delle istanze inerenti ai parametri funzionali all’applicazione del ROSS-base**

24.1 Come proposto in alcuni capitoli della precedente Parte II, il *framework* regolatorio delineato nel presente documento per la consultazione prevede che l’operatore infrastrutturale aderisca o proponga alcuni parametri/meccanismi applicativi dei criteri ROSS-base tramite istanza. Il presente paragrafo illustra i contenuti di tali istanze e le modalità e tempistiche di presentazione delle medesime.

24.2 L’Autorità intende proporre che gli operatori infrastrutturali possano, su base facoltativa, sottoporre all’Autorità una istanza, fornendo gli elementi informativi utili sulla base di dati storici e le valutazioni prospettiche, in merito a uno o più dei seguenti temi:

- a) con riferimento ai menù regolatori, l’eventuale adesione all’opzione ad alto potenziale di incentivo (SAP), di cui all’Articolo 9 del TIROSS;
- b) l’eventuale istanza di attivazione dello *Z-factor*;
- c) per i servizi di trasporto gas e trasmissione elettrica, la proposta del tasso di capitalizzazione, tenendo conto sia dei dati retrospettivi che dei dati prospettici, ai fini della determinazione e approvazione del tasso da parte dell’Autorità.

24.3 Tenendo conto delle tempistiche per la conclusione del procedimento in cui si inserisce il presente documento per la consultazione e dei procedimenti settoriali della trasmissione e distribuzione elettrica, le suddette istanze potranno essere presentate, da ciascun gestore, entro il 2023 (indicativamente a novembre 2023) e valutate ed accolte dall’Autorità in sede di approvazione dei livelli tariffari o,

qualora siano necessari ulteriori approfondimenti, entro febbraio/marzo 2024 (per la distribuzione elettrica in tempo utile per le tariffe di riferimento provvisorie). Considerato il coinvolgimento dei gestori nella elaborazione dell'istanza e la necessaria partecipazione del gestore al procedimento per la sua approvazione, l'Autorità ritiene che anche un'approvazione ad inizio 2024 possa offrire ai gestori un adeguato livello di certezza regolatoria.

24.4 Le modalità di trasmissione delle informazioni di cui al precedente paragrafo saranno rese note dagli Uffici dell'Autorità.

### **Trasporto gas**

24.5 Con specifico riferimento al servizio di trasporto gas, si ritiene opportuno prevedere che l'istanza dei parametri/meccanismi applicativi dei criteri ROSS-base contenga anche l'istanza di riconoscimento dei costi incrementali 2022 (rispetto al 2021 considerato come *baseline* di costo operativo) di cui al comma 8.3 della RTTG.

## **25. Declinazione operativa delle modalità di funzionamento dell'approccio ROSS e relative tempistiche per il periodo 2024-2027**

25.1 Nei prossimi paragrafi si ritiene utile offrire una rappresentazione sintetica delle modalità e tempistiche di implementazione dell'approccio ROSS, in termini generali. Come descritto nella Parte II, tale approccio prevede la definizione di tariffe per l'uso o ricavi rilevanti per la loro determinazione (*ex ante*) e ricavi ammessi (determinati *ex post*).

25.2 Le tariffe per l'uso per ciascun anno  $t$ , o i ricavi rilevanti per la loro determinazione, vengono definite nell'anno  $t-1$ .

25.3 I ricavi ammessi per ciascun anno  $t$  possono essere definiti tra la fine dell'anno  $t+1$  e l'inizio dell'anno  $t+2$ , una volta disponibili le informazioni sulla spesa effettiva, le cui modalità di trasmissione saranno oggetto del tavolo di lavoro in merito alla rendicontazione di cui al Paragrafo 1.10, che consentano di determinare l'incentivo all'efficienza e le componenti *slow money* e *fast money*.

25.4 L'applicazione del *tariff decoupling* dà luogo ad una necessità di conguaglio della differenza tra i ricavi effettivi conseguiti dalle imprese applicando le tariffe per l'uso delle infrastrutture (o i ricavi rilevanti per la loro determinazione) e i ricavi ammessi. Tale conguaglio avverrà nell'anno  $t+2$ , a valle della determinazione dei ricavi ammessi, e pertanto, anche per i servizi per cui tale meccanismo risulta già in essere, le tempistiche di conguaglio risulteranno più lunghe di quelle vigenti nei periodi regolatori che si concludono entro il 31 dicembre 2023.

25.5 Le tempistiche di determinazione delle tariffe per l'uso delle infrastrutture o dei ricavi rilevanti per la loro determinazione e dei ricavi ammessi implicano che le tariffe possano includere le componenti *fast money* e *slow money* relative all'anno  $t$ , solo a partire dalle tariffe relative all'anno  $t+3$ .

### **Tariffe per l'uso delle infrastrutture e ricavi rilevanti per la loro determinazione**

- 25.6 Per il primo anno di applicazione dei criteri ROSS, le tariffe per l'uso delle infrastrutture relative all'anno  $t$ , o i ricavi rilevanti per la loro determinazione, sono definiti in sostanziale continuità di criteri rispetto al periodo regolatorio precedente.
- 25.7 Per l'anno 2024 le tariffe per l'uso delle infrastrutture dovranno essere definite nell'anno 2023, in sostanziale continuità con i criteri vigenti. Per il trasporto gas, le tariffe sono state già definite con deliberazione 234/2023/R/GAS.
- 25.8 Ai fini della determinazione delle tariffe per l'uso delle infrastrutture o dei ricavi rilevanti per la loro determinazione degli anni  $t+1$  e  $t+2$ , si procede all'aggiornamento della tariffa dell'anno  $t$  considerando in particolare che:
- a) con riferimento al capitale, quale miglior stima della quota di *slow money* dell'anno  $t$ , si utilizzano gli ultimi valori disponibili relativi a incrementi patrimoniali e lavori in corso dichiarati dalle imprese a titolo preconsuntivo (ossia per la tariffa relativa all'anno  $t+1$  i valori preconsuntivi relativi all'anno  $t$ ; per la tariffa relativa all'anno  $t+2$  i valori preconsuntivi relativi all'anno  $t+1$  e i valori consuntivi relativi all'anno  $t$ , in luogo dei preconsuntivi utilizzati nella tariffa relativa all'anno precedente);
  - b) con riferimento alle spese operative, la *baseline* di costo operativo è aggiornata *ex ante* per ciascun anno, sulla base delle aspettative di andamento dei prezzi al consumo in Italia, rese disponibili dalla Banca d'Italia e, ove applicabili, le quantità stimate.
- 25.9 In ragione della indisponibilità delle quote di *slow money* e *fast money* relative all'anno 2024, le tariffe per l'uso delle infrastrutture relative all'anno 2025 (determinate nell'anno 2024) dovranno essere determinate, con riferimento al capitale, sulla base dei dati di preconsuntivo degli incrementi patrimoniali dell'anno 2024; le tariffe relative all'anno 2026 (determinate nell'anno 2025) dovranno essere determinate (salvo applicazione di criteri ROSS integrale dal 2026) sulla base dei dati di incrementi patrimoniali preconsuntivi 2025 e consuntivi 2024 (divenuti disponibili nell'autunno del 2025).
- 25.10 Le tariffe per l'uso delle infrastrutture relative all'anno 2027 (determinate nell'anno 2026) dovranno essere determinate, con riferimento al capitale sulla base dei dati di preconsuntivo degli incrementi patrimoniali dell'anno 2026, di incrementi patrimoniali consuntivi dell'anno 2025 (divenuti disponibili nell'autunno del 2026) e della quota di *slow money* dell'anno 2024 (divenuta disponibile in occasione della determinazione dei ricavi ammessi per l'anno 2024 effettuata nell'anno 2026).

### **Ricavi ammessi**

- 25.11 Con riferimento all'anno 2024, i ricavi ammessi verranno definiti tra la fine dell'anno 2025 e l'inizio dell'anno 2026. Con riferimento ai ricavi ammessi dell'anno 2024 rileva:
- a) il valore del capitale investito alla data di *cut-off*, su cui si calcolano remunerazione e ammortamento (senza previsione di componente *slow money*, dato che il capitale investito rilevante per la tariffa 2024 è interamente costituito dal capitale ante *cut-off*);

- b) la componente *fast money* relativa all'anno 2024 determinata sulla base della spesa totale effettiva 2024.

25.12 Con riferimento all'anno 2025, i ricavi ammessi verranno definiti indicativamente tra la fine dell'anno 2026 e l'inizio dell'anno 2027; a tal fine rileva, tra l'altro:

- a) la quota di *slow money* relativa all'anno 2024, determinata sulla base della spesa effettiva totale dell'anno 2024, su cui si calcolano remunerazione e ammortamento;
- b) il valore del capitale investito alla data di *cut-off* aggiornato, su cui si calcolano remunerazione e ammortamento;
- c) la quota di *fast money* relativa all'anno 2025, determinata sulla base della spesa effettiva totale dell'anno 2025.

25.13 Con riferimento all'anno 2026, i ricavi ammessi verranno definiti indicativamente tra la fine dell'anno 2027 e l'inizio dell'anno 2028; a tal fine rileva tra l'altro:

- a) la quota di *slow money* relativa all'anno 2025, determinata sulla base della spesa effettiva totale dell'anno 2025, su cui si calcolano remunerazione e ammortamento;
- b) la quota di *slow money* relativa all'anno 2024 (cfr. paragrafo 24.12 lettera a)), aggiornata, su cui si calcolano remunerazione e ammortamento;
- c) il valore del capitale investito alla data di *cut-off* aggiornato, su cui si calcolano remunerazione e ammortamento;
- d) la quota di *fast money* relativa all'anno 2026, determinata sulla base della spesa effettiva totale dell'anno 2026.

25.14 Con riferimento all'anno 2027, i ricavi ammessi verranno definiti indicativamente tra la fine dell'anno 2028 e l'inizio dell'anno 2029; a tal fine rileva tra l'altro:

- a) la quota di *slow money* relativa all'anno 2026, determinata sulla base della spesa effettiva totale dell'anno 2026, su cui si calcolano remunerazione e ammortamento;
- b) la quota di *slow money* relativa all'anno 2025, (cfr. paragrafo 24.13 lettera a)), aggiornata, su cui si calcolano remunerazione e ammortamento;
- c) la quota di *slow money* relativa all'anno 2024 (cfr. paragrafo 24.12 lettera a)), aggiornata, su cui si calcolano remunerazione e ammortamento;
- d) il valore del capitale investito alla data di *cut-off* aggiornato, su cui si calcolano remunerazione e ammortamento;
- e) la quota di *fast money* relativa all'anno 2026, determinata sulla base della spesa effettiva totale dell'anno 2026;
- f) conguaglio di perequazione relativo alla tariffa dell'anno 2024, per i servizi per i quali tale partita è trattata quale componente di ricavo.

## 26. Modalità di gestione degli scostamenti derivanti dal c.d. *tariff decoupling*

- 26.1 L'adozione del *tariff decoupling* comporta un disallineamento tra tariffe per l'uso delle infrastrutture o ricavi rilevanti ai fini della loro determinazione e i ricavi ammessi dei gestori.
- 26.2 Il comma 6.3 del TIROSS prevede la possibilità di mantenere, nelle regolazioni specifiche di servizio, meccanismi compensativi "in acconto" rispetto ai meccanismi di conguaglio/perequazione che devono riportare i gestori al vincolo di ricavi ammessi.
- 26.3 Le modalità e tempistiche proposte sono declinate di seguito sulla base delle specificità settoriali.

### Trasporto gas

- 26.4 Per il servizio di trasporto gas, nella RTTG 6PRT l'Autorità ha confermato i previgenti meccanismi correttivi e di perequazione dei ricavi che, di fatto, correggono il gettito tariffario (derivante dall'applicazione di corrispettivi applicati a livello nazionale) rispetto al ricavo rilevante ai fini della determinazione (*ex ante*) delle tariffe di ciascun gestore.
- 26.5 Si ritiene che i meccanismi correttivi del c.d. *tariff decoupling* possano aggiungersi a quelli già vigenti, prevedendo in particolare che, a decorrere dalla prima approvazione tariffaria successiva alla diponibilità della prima spesa a consuntivo da gestire secondo l'approccio ROSS (presumibilmente dalla proposta tariffaria per l'anno 2027, da approvare nel 2026), le imprese di trasporto:
- presentino le partite relative ai meccanismi di correzione e perequativi dei ricavi 2025, secondo i criteri vigenti;
  - presentino le rideterminazioni dei ricavi ammessi dal 2024, sulla base dei dati di spesa effettiva disponibili, e determinino gli scostamenti da conguagliare rispetto ai ricavi specifici d'impresa.

### Trasmissione elettrica

- 26.6 Per la trasmissione elettrica, è attualmente vigente un meccanismo di conguaglio dei ricavi dell'anno  $t$ , nei livelli tariffari dell'anno  $t+2$ , dello scostamento tra dati patrimoniali di consuntivo e dati patrimoniali di preconsuntivo dell'anno  $t-1$ .
- 26.7 Tale meccanismo può ritenersi di fatto superato in quanto, a decorrere dagli incrementi patrimoniali del 2024, il conguaglio dei dati patrimoniali di consuntivo può avvenire in sede di determinazione del ricavo ammesso, secondo quanto prospettato anche per il servizio di trasporto gas.
- 26.8 Di conseguenza, l'Autorità ritiene opportuno:
- superare il vigente meccanismo di conguaglio dei ricavi nei livelli tariffari degli anni successivi;
  - prevedere che il conguaglio derivante dal c.d. *tariff decoupling* sia compensato su uno specifico Conto presso Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali, in coerenza con gli analoghi meccanismi del trasporto gas.



### Distribuzione elettrica

- 26.9 Per la distribuzione elettrica, la regolazione vigente prevede il sistema di *tariff decoupling* che comporta la presenza di:
- tariffe obbligatorie definite a livello unico sul territorio nazionale su previsione di legge, che determinano il ricavo effettivo dell'impresa (determinate l'anno  $t-1$  con riferimento all'anno  $t$ )
  - tariffe di riferimento differenziate per impresa, sulla base delle quali è determinato il ricavo ammesso (determinate l'anno  $t+1$  con riferimento all'anno  $t$ );
  - un meccanismo di perequazione che consente all'impresa di incassare i propri ricavi ammessi (determinato l'anno  $t+1$  con riferimento alla tariffa dell'anno  $t$ ).
- 26.10 La regolazione vigente prevede che il distributore raccolga dal cliente finale la componente TRAS a copertura dei costi per il servizio di trasmissione, e che anche tale partita sia oggetto di specifica perequazione affinché il distributore copra i costi sostenuti per il servizio di trasmissione, derivanti dall'applicazione dei corrispettivi CTR, ai prelievi dalla RTN e da altre reti di distribuzione.
- 26.11 Al fine di ridurre l'eventuale esposizione finanziaria delle imprese per il periodo precedente la perequazione, la regolazione del 5PRDe ha previsto la possibilità, limitatamente al servizio di distribuzione, di meccanismi di acconto bimestrali di perequazione su adesione facoltativa, la cui quantificazione è basata sulle determinazioni tariffarie provvisorie. Nella regolazione vigente il meccanismo di acconti cui possono accedere le imprese distributrici è gestito valutando congiuntamente gli scostamenti di perequazione relativi ai ricavi del servizio di distribuzione e ai costi del servizio di trasmissione.
- 26.12 I criteri di riconoscimento ROSS consentono di determinare la tariffa di riferimento dell'anno  $t$  a titolo definitivo nell'anno  $t+2$ , allungando i tempi di perequazione. In merito, l'Autorità è orientata a prevedere un posticipo dei conguagli di perequazione per i servizi di distribuzione e misura che si ritiene non possano essere effettuati prima del mese luglio dell'anno  $t+2$ .
- 26.13 La dilazione delle tempistiche con cui si verifica il conguaglio di perequazione nel nuovo contesto regolatorio rende potenzialmente più forte, rispetto al passato, la necessità di prevedere meccanismi di acconto, nonché suggerisce di rivedere l'attuale gestione congiunta delle perequazioni relative ai ricavi del servizio di distribuzione e ai costi del servizio di trasmissione.
- 26.14 A tal fine, nel 6PRDe l'Autorità è orientata a prevedere:
- meccanismi di acconti di perequazione per i ricavi dei servizi di distribuzione e di misura, sulla base di saldi di perequazione stimati, determinati sulla base di tariffe provvisorie definite entro il mese di aprile di ciascun anno  $t$ ;
  - che l'adesione a tale meccanismo sia facoltativa e avvenga su base annua (anche al fine di valutare l'entità degli scostamenti in fase di prima applicazione dei criteri ROSS).



- 26.15 In ottica di semplificazione amministrativa (sia con riferimento ai calcoli tariffari, che a quelli necessari alla definizione delle rate degli acconti di perequazione), l'Autorità intende valutare la possibilità di procedere al calcolo dell'ammontare dei ricavi ammessi alle imprese in via provvisoria, limitando la definizione dei parametri tariffari alla fase di determinazione delle tariffe di riferimento definitive.
- 26.16 Per controbilanciare gli effetti derivanti dal maggior *lag temporale* di determinazione delle tariffe di riferimento definitive derivanti dai criteri ROSS, nonché gli effetti indesiderati lamentati da alcune imprese distributrici legati al fatto che la prima rata di acconto sui ricavi ammessi dell'anno  $t$  non può essere erogata prima del mese di giugno dell'anno  $t$  medesimo, l'Autorità sta valutando l'ipotesi di:
- prevedere acconti pari al 90% dell'ammontare di perequazione quantificato sulla base del ricavo ammesso provvisorio in luogo dell'attuale 80%;
  - erogare 3 rate in luogo delle 6 rate attualmente previste.
- 26.17 Con riferimento alla perequazione dei costi di trasmissione, nel 6PRDe, l'Autorità è orientata a:
- gestire separatamente tale perequazione rispetto alla perequazione dei ricavi del servizio di distribuzione;
  - conseguentemente a quanto previsto nel precedente alinea, mantenere i conguagli di perequazione con riferimento alle tariffe dell'anno  $t$  alla fine dell'anno  $t+1$ , in continuità di criteri con la regolazione del 5PRDe;
  - confermare l'attuale meccanismo di perequazione, ivi inclusa la previsione di acconti pari al 80% del valore dell'ammontare di perequazione quantificato sulla base del ricavo ammesso provvisorio, erogati in sei rate bimestrali;
  - prevedere la partecipazione obbligatoria delle imprese distributrici al meccanismo di acconti

*S20. Osservazioni relative agli orientamenti illustrati con riferimento alle tempistiche di perequazione dei servizi di distribuzione, misura e dei costi di trasmissione e alle proposte relative ai meccanismi di acconto.*

*S21. Osservazioni, con riferimento al servizio di distribuzione, in merito alla proposta di non procedere alla definizione dei parametri tariffari nell'ambito della determinazione delle tariffe di riferimento provvisorie.*

## **27. Ulteriori proposte per la semplificazione della struttura tariffaria per le imprese distributrici**

- 27.1 In ottica di semplificazione, tenuto conto delle modalità di calcolo delle partite relative alle efficienze che i criteri ROSS prevedono siano relative congiuntamente alla distribuzione e alla misura elettrica, l'Autorità sta valutando la possibilità di unificare i perimetri di distribuzione e di misura nella definizione delle tariffe di riferimento. Tale previsione si ritiene potrebbe agevolare la gestione delle partite

legate alle efficienze evitando attribuzioni pro forma di queste ultime tra i due perimetri nella fase di definizione dei costi riconosciuti.

- 27.2 In tale contesto, l’Autorità intende proporre che le tariffe di riferimento definitive siano definite in euro per punto di prelievo servito, senza prevedere una differenziazione per tipologie contrattuali.
- 27.3 Sempre in ottica di semplificazione, l’Autorità sta valutando anche la possibilità di eliminare, nell’ambito della tariffa di misura il dettaglio relativo alle quote parti a copertura dei costi di installazione e di verifica (*ins* e *rav*). Si ritiene che tale semplificazione possa essere apportata sia a livello di tariffa di riferimento che di tariffa obbligatoria senza incidere sui necessari segnali di prezzo per attività.

S22. *Osservazioni relative alle proposte illustrate in merito alla semplificazione delle strutture tariffarie per i servizi di distribuzione e misura dell’energia elettrica.*