



**DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE**  
**317/2022/R/COM**

**AMBITO DI APPLICAZIONE DELL'APPROCCIO ROSS E CRITERI DI  
DETERMINAZIONE DEL COSTO RICONOSCIUTO SECONDO  
L'APPROCCIO ROSS-BASE  
Orientamenti**

Documento per la consultazione per la formazione di provvedimenti nell'ambito del procedimento  
avviato con deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente 28 giugno  
2021, 271/2021/R/COM  
Mercati di incidenza: energia elettrica e gas naturale

*12 luglio 2022*

## *Premessa*

*Il presente documento per la consultazione si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 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 e fa seguito alla pubblicazione del documento per la consultazione 23 dicembre 2021, 615/2021/R/COM, nel quale sono state illustrate le Linee guida per lo sviluppo della regolazione ROSS-base (di seguito: documento per la consultazione 615/2021/R/COM).*

*Con il presente documento l'Autorità intende, da un lato, meglio inquadrare le tempistiche di introduzione dell'approccio ROSS e dall'altro illustrare i meccanismi regolatori che dovranno essere sviluppati nell'ambito della soluzione ROSS-base. Come indicato nel documento per la consultazione 615/2021/R/COM), in relazione alle principali scelte regolatorie l'Autorità intende individuare opzioni da valutare secondo l'approccio dell'analisi di impatto della regolazione, pur applicato in una versione semplificata.*

*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 entro il 15 settembre 2022.*

*Le osservazioni possono essere trasmesse unicamente attraverso il servizio interattivo messo a disposizione sul sito internet dell'Autorità [www.arera.it](http://www.arera.it) o, in alternativa, all'indirizzo pec istituzionale [protocollo@pec.arera.it](mailto:protocollo@pec.arera.it).*

*Si fa riferimento all'Informativa sul trattamento dei dati personali, punto 1, lett. b) e c) in merito alla pubblicazione e alle modalità della pubblicazione delle osservazioni. 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 di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente  
Direzione Infrastrutture Energia e Unbundling  
Corso di Porta Vittoria, 27 – 20122 - Milano***

Posta elettronica certificata: [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, Roma, e-mail: [rpdp@arera.it](mailto:rpdp@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

PARTE I – ASPETTI INTRODUTTIVI .....	5
1. La transizione energetica e l'esigenza di una riforma dei criteri di regolazione .....	5
2. Oggetto e ambito della consultazione .....	7
3. Obiettivi generali e specifici del modello <i>ROSS-base</i> .....	7
4. Quadro normativo.....	8
5. Sviluppo e tempistiche del procedimento.....	9
6. Struttura del documento .....	9
PARTE II – VERSO LA REGOLAZIONE PER OBIETTIVI DI SPESA E DI SERVIZIO – AMBITO E TEMPISTICHE DI APPLICAZIONE .....	11
7. Gli orientamenti indicati nelle Linee guida .....	11
8. Principali elementi emersi dalla consultazione e dai <i>focus group</i> .....	11
9. Approfondimenti per l'introduzione dell'approccio <i>ROSS</i> .....	13
10. La spesa di riferimento nel contesto del <i>ROSS-base</i> .....	17
11. Ipotesi su ambito di applicazione e tempistiche di sviluppo del modello <i>ROSS</i> .....	19
PARTE III – IL MODELLO <i>ROSS-BASE</i> .....	25
12. Il modello generale di riconoscimento dei costi <i>ROSS-base</i> .....	25
13. <i>Sharing</i> delle efficienze .....	26
14. <i>Tassi di capitalizzazione</i> .....	35
15. Vite utili regolatorie e dismissioni .....	41
16. Immobilizzazioni in corso.....	44
17. Trattamento dei contributi.....	46
18. Meccanismi di gestione delle incertezze .....	47
PARTE IV – ALLINEAMENTO DEI CRITERI DI REGOLAZIONE .....	48
19. Premessa .....	48
20. Richiami dei contenuti della Linee guida e degli elementi emersi dalla consultazione e dai <i>focus group</i> .....	48
21. La ricognizione dei criteri di regolazione vigenti .....	49
22. Orientamenti per l'allineamento dei criteri.....	50
PARTE V – METODOLOGIA DI ANALISI <i>DEI RENDIMENTI ECONOMICO-FINANZIARI</i> ...	57
23. Richiamo dei contenuti delle Linee guida .....	57
24. Principali elementi emersi dalla consultazione .....	60
25. Principali elementi emersi dai <i>focus group</i> .....	61
26. Orientamenti dell'Autorità .....	61
APPENDICE 1 – Quadro sinottico di ricognizione dei criteri di regolazione.....	63

## PARTE I – ASPETTI INTRODUTTIVI

### 1 La transizione energetica e l'esigenza di una riforma dei criteri di regolazione

- 1.1 Come indicato nel Quadro strategico 2022-2025, approvato con la deliberazione dell'Autorità 13 gennaio 2022, 2/2022/A, il processo di decarbonizzazione del vettore energetico “*oltre alla promozione dei nuovi gas rinnovabili, richiede una forte spinta all'elettrificazione del sistema (in relazione a fonti rinnovabili e stoccaggi) e dei consumi finali. Nel prossimo quadriennio saranno necessari strumenti regolatori in grado di facilitare gli investimenti e gli adeguamenti infrastrutturali innovativi senza venir meno ai criteri di efficienza e selettività. Le prime applicazioni dell'approccio di regolazione per obiettivi di spesa e di servizio (ROSS) andranno in questa direzione*”.
- 1.2 Nel Quadro Strategico 2019-2021<sup>1</sup> l'Autorità aveva già individuato uno specifico obiettivo strategico (OS.20 - Regolazione per obiettivi di spesa e di servizio, di seguito richiamato anche: *approccio integrato ROSS*) relativo alla necessità di adeguare - con un graduale processo di transizione regolatoria che tenga conto sia del diverso grado di maturità dei piani di sviluppo e dei piani industriali nei diversi segmenti infrastrutturali delle due filiere, sia delle dimensioni dei soggetti regolati - i meccanismi di riconoscimento dei costi, superando il meccanismo “ibrido” di tipo *rate-of-return* per i costi di capitale e di tipo *price cap* per i costi operativi attualmente vigente, che può indurre sovra-investimenti o priorità di investimento non sufficientemente orientate all'utilità per il sistema.
- 1.3 In continuità con le attività svolte nel triennio precedente (Quadro Strategico 2019-2021) nel Quadro strategico 2022-2025 è stato individuato uno specifico obiettivo OS.26 - *Sviluppare nuovi criteri per il riconoscimento dei costi nei servizi infrastrutturali*, nel cui ambito l'Autorità prevede, con la necessaria gradualità, l'avvio, nel prossimo quadriennio, della prima attuazione dell'approccio ROSS.
- 1.4 Secondo quanto indicato nel Quadro strategico 2022-2025 è prevista la definizione di criteri di riconoscimento dei costi applicabili a tutti i servizi infrastrutturali<sup>2</sup> (*ROSS-base*), con focalizzazione sulla spesa totale - anche attraverso il ricorso a coefficienti *standard* di definizione della spesa capitalizzata - superando così l'attuale regime di riconoscimento dei costi che considera separatamente i costi operativi (con incentivi di tipo *price cap*) e gli investimenti (con una regolazione di tipo *rate-of-return*).
- 1.5 Per i principali operatori è previsto che i criteri di regolazione *ROSS-base* siano integrati con analisi dei piani industriali che dovranno essere discussi e validati dal regolatore (nell'ambito del c.d. *ROSS-integrale*), nella prospettiva di adottare logiche *forward-looking* individuali.

---

<sup>1</sup> Approvato con la deliberazione 18 giugno 2019, 242/2019/A.

<sup>2</sup> Resta ferma l'applicazione della tariffa di distribuzione parametrica per i distributori elettrici di minore dimensione, come previsto dalla legge.

## **Ross-base e ROSS-integrale**

L'adozione di un modello di regolazione per obiettivi di spesa e di servizio è lo strumento che l'Autorità ha individuato al fine di facilitare gli investimenti e gli adeguamenti infrastrutturali innovativi senza venir meno ai criteri di efficienza e selettività.

Nel percorso di introduzione del ROSS, l'Autorità ha individuato, come indicato nel Quadro strategico 2022-2025, un *set* minimo di criteri generali per la determinazione del costo riconosciuto da applicare a tutti i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas, identificato come *ROSS-base*, e ha previsto la definizione di un approccio basato su *business plan* da applicare agli operatori di maggiore dimensione (*ROSS-integrale*).

Un confronto degli elementi che caratterizzano gli approcci *ROSS-base* e *ROSS-integrale* è rappresentato nel seguente schema:

### **ROSS-base**

Tutti gli operatori

- baseline della spesa totale (investimenti + opex, possibilmente sulla base di *benchmark/standard* anche *forward looking*)
- spesa effettiva totale
- incentivo all'efficienza totale
- tassi di capitalizzazione fissati dal regolatore per distinguere «slow money» da «fast money»
- analisi performance finanziaria imprese (RORE)
- gestione delle incertezze

### **Regolazione della qualità e meccanismi output based**

Tutti gli operatori

- regolazione «ordinaria» della qualità del servizio

### **ROSS integrale**

Solo principali operatori

- baseline della spesa totale basata su *business plans* delle imprese e *cost assessment* del regolatore
- spesa effettiva totale
- incentivo all'efficienza totale (basato sul piano)
- tassi di capitalizzazione fissati dal regolatore per distinguere «slow money» da «fast money»
- analisi della performance finanziaria imprese (RORE)
- gestione delle incertezze (*uncertainty mechanism*, possibili *pass through*, meccanismi di *reopening* del piano)
- meccanismi incentivanti della qualità e meccanismi *output based* basati su *business plan* e su *assessment* del regolatore
- maggiore importanza della fase di controllo e monitoraggio della spesa e della performance

Box 1 – ROSS-base e ROSS-integrale, un confronto

- 1.6 Nell'ambito dell'obiettivo OS.26 - *Sviluppare nuovi criteri per il riconoscimento dei costi nei servizi infrastrutturali*, secondo quanto indicato nello stesso Quadro strategico 2022-2025, sono comprese tre linee di intervento:
- a. definizione dei criteri generali per la determinazione del costo riconosciuto da applicare a tutti i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas (*ROSS-base*);
  - b. definizione di una metodologia di analisi dei rendimenti per permettere, attraverso adeguati schemi di reportistica, di monitorare e verificare l'effettivo livello dei rendimenti nonché esplicitare e attuare le regole di riconoscimento dei costi per i piccoli operatori infrastrutturali (es.: tariffa parametrica), in coordinamento con lo sviluppo dei criteri *ROSS-base*;
  - c. definizione della metodologia nonché sviluppo di sistemi di reportistica e monitoraggio, per la verifica dell'effettivo livello di spesa, a fronte dell'effettivo grado di raggiungimento degli *output* e delle performance tecniche e di qualità, per il completamento della metodologia ROSS (*ROSS-integrale*) per gli operatori di maggiore dimensione.
- 1.7 Costituiscono oggetto del presente documento gli orientamenti dell'Autorità in relazione alle linee di intervento di cui alle precedenti lettere a) e b).

## 2. Oggetto e ambito della consultazione

- 2.1 Il presente documento per la consultazione si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con 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, e fa seguito alla pubblicazione del documento per la consultazione 615/2021/R/com.
- 2.2 Con il presente documento l'Autorità intende, da un lato, delineare il percorso di introduzione dell'*approccio ROSS* nella regolazione (identificando gli aspetti relativi al *ROSS-base* e quelli afferenti al *ROSS-integrale*) e, dall'altro, illustrare i meccanismi regolatori che dovranno essere sviluppati nell'ambito della soluzione *ROSS-base*. Completano il documento gli orientamenti per identificare le basi per la definizione di una metodologia di analisi dei rendimenti economico-finanziari.

## 3. Obiettivi generali e specifici del modello *ROSS-base*

- 3.1 Di seguito sono richiamati gli obiettivi generali e specifici già indicati nel documento per la consultazione 615/2021/R/com.
- 3.2 Gli obiettivi di carattere generale perseguiti dalla regolazione sono identificati nella legge 14 novembre 2015, n. 481 (di seguito: legge 481/95):
- garantire la promozione della concorrenza e dell'efficienza nel settore dei servizi di pubblica utilità;
  - garantire adeguati livelli di qualità nei servizi medesimi, in condizioni di economicità e redditività, assicurandone la fruibilità e la diffusione in modo omogeneo sull'intero territorio nazionale, definendo un sistema tariffario certo, trasparente e basato su criteri predefiniti, promuovendo la tutela degli interessi di utenti e consumatori, tenuto conto della normativa comunitaria in materia e degli indirizzi di politica generale formulati dal Governo;
  - armonizzare, nella definizione del sistema tariffario, gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti il servizio con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse.
- 3.3 Le finalità di carattere generale individuate nella legge 481/95 costituiscono una costante dell'assetto regolatorio e richiedono periodici aggiustamenti degli strumenti di regolazione adottati che tengano conto delle esperienze pregresse, nazionali e internazionali, al fine di migliorare l'efficacia degli stessi strumenti rispetto alle finalità perseguite. In questa logica si può inquadrare la prefigurata evoluzione dei criteri di riconoscimento dei costi secondo l'*approccio integrato ROSS*, sia per quanto riguarda il livello *ROSS-base* sia per quanto riguarda l'applicazione *ROSS-integrale*.
- 3.4 Gli obiettivi specifici del *ROSS-base* sono identificati nel Quadro strategico 2022-2025:
- eliminare le distorsioni nelle scelte delle imprese regolate tra soluzioni ad alta intensità di capitale e soluzioni ad alta intensità di lavoro;
  - aumentare la produttività totale dei servizi infrastrutturali del settore elettrico e gas a beneficio dei clienti finali;

- allineare le regolazioni specifiche dei servizi infrastrutturali del settore elettrico e gas.
- 3.5 A questi si aggiunge l'obiettivo di avviare un monitoraggio dei rendimenti economico-finanziari delle imprese regolate, in coerenza con quanto indicato nell'obiettivo *OS.26 - Sviluppare nuovi criteri per il riconoscimento dei costi nei servizi infrastrutturali*, sopra richiamato.
- 3.6 Secondo quanto previsto dalla deliberazione 271/2021/R/com, il procedimento è sottoposto ad analisi di impatto della regolazione (AIR) con modalità semplificate. Pertanto, rispetto alle scelte principali che dovranno essere operate per perseguire gli obiettivi specifici del procedimento (come di seguito identificati), verranno individuate differenti opzioni di regolazione i cui impatti saranno valutati alla luce di criteri di:
- (i) efficacia nel raggiungimento dell'obiettivo;
  - (ii) coerenza, in termini di compatibilità con i diversi obiettivi e minimizzazione dei *trade-off* presenti tra diversi obiettivi;
  - (iii) fattibilità, in termini di capacità di minimizzare le attività amministrative degli operatori e le attività di vigilanza e controllo che devono essere eseguite.

#### 4. Quadro normativo

- 4.1 La legge 481/95, istitutiva dell'Autorità, richiede di definire un sistema tariffario certo, trasparente e basato su criteri predefiniti, che promuova la tutela degli interessi di utenti e consumatori, tenuto conto della normativa dell'Unione in materia e degli indirizzi di politica generale formulati dal Governo; il sistema tariffario deve altresì armonizzare gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti il servizio con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse.
- 4.2 Per il settore elettrico, il comma 18(2) del Regolamento (UE) 2019/943 dispone che le metodologie relative alle tariffe riflettano i costi fissi degli operatori dei sistemi di trasmissione e degli operatori dei sistemi di distribuzione e forniscano incentivi adeguati ai gestori dei sistemi di trasmissione e ai gestori dei sistemi di distribuzione, sia a breve che a lungo termine, al fine di migliorare l'efficienza e promuovere ulteriori obiettivi.
- 4.3 Per il settore gas, il comma 13(1) del Regolamento (CE) 715/2009 dispone che le tariffe, o le metodologie utilizzate per calcolarle, debbano essere trasparenti, tenere conto della necessità di integrità del sistema e del suo miglioramento e rispecchiare i costi effettivamente sostenuti, purché essi corrispondano a quelli di un gestore di reti efficiente e strutturalmente comparabile. Le tariffe devono includere un appropriato rendimento degli investimenti.
- 4.4 Il Regolamento (UE) 2017/460 istituisce un codice di rete a strutture tariffarie armonizzate per il trasporto del gas.
- 4.5 Il Regolamento (UE) 2018/1999, come si legge nel paragrafo (1) delle premesse, stabilisce la base legislativa per una *governance* dell'Unione dell'energia e dell'azione per il clima affidabile, inclusiva, efficace sotto il profilo dei costi, trasparente e prevedibile, che garantisca il conseguimento degli obiettivi e dei traguardi a lungo termine fino al 2030 dell'Unione dell'energia, in linea con l'accordo di Parigi del 2015 sui cambiamenti climatici (c.d. accordo di Parigi) derivante dalla 21° Conferenza delle parti alla Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici, attraverso sforzi complementari, coerenti e ambiziosi da parte dell'Unione e degli Stati membri, limitando la complessità amministrativa.

- 4.6 Al paragrafo (19) delle premesse del Regolamento (UE) 2018/1999 è indicato che una transizione socialmente accettabile e giusta verso un'economia sostenibile a basse emissioni di carbonio necessita di cambiamenti del comportamento per quanto riguarda gli investimenti, sia quelli pubblici che quelli privati, e degli incentivi in tutto lo spettro delle politiche, tenendo conto dei cittadini e delle regioni sui quali la transizione a un'economia a basse emissioni di carbonio potrebbe avere conseguenze negative.
- 4.7 Gli obiettivi dell'Unione dell'energia sono declinati a livello nazionale nell'ambito del Piano Nazionale Integrato Energia Clima (PNIEC), attualmente in fase di revisione, che individua le principali esigenze di sviluppo infrastrutturale nel settore dell'energia.

## 5. Sviluppo e tempistiche del procedimento

- 5.1 Nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione 271/2021/R/com nel mese di dicembre 2021 è stato pubblicato il documento per la consultazione 615/2021/R/com.
- 5.2 Successivamente alla pubblicazione del documento per la consultazione 615/2021/R/com, nel mese di aprile 2022 si sono svolti incontri di approfondimento tematico con gli operatori dei servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas interessati dalla riforma e con le loro associazioni di categoria (*focus group*).
- 5.3 Successivamente alla pubblicazione del presente documento per la consultazione sono previsti, entro il mese di settembre, ulteriori incontri di approfondimento tematico con operatori e loro associazioni e con associazioni degli utenti dei servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas.
- 5.4 Nel mese di ottobre 2022 è possibile la pubblicazione di un eventuale ulteriore documento per la consultazione, qualora gli esiti della presente consultazione rendano necessaria l'acquisizione di elementi istruttori rispetto a una nuova formulazione delle proposte di regolazione.
- 5.5 L'adozione del provvedimento finale è prevista entro la fine del 2022.
- 5.6 In parallelo al presente procedimento dedicato allo sviluppo del modello *ROSS-base*, l'Autorità, nel corso del 2022, avvierà un procedimento dedicato allo sviluppo del modello *ROSS-integrale*.

## 6. Struttura del documento

- 6.1 Il presente documento, oltre alla presente parte introduttiva, comprende quattro ulteriori parti:
- la Parte II, dedicata a un inquadramento generale dello sviluppo dell'approccio *ROSS*, con identificazione di ipotesi relative all'ambito di applicazione e alle tempistiche di introduzione dei nuovi modelli di regolazione;
  - la Parte III dedicata all'illustrazione dei principali elementi dell'approccio *ROSS-base* e alla presentazione delle opzioni di regolazione secondo i criteri dall'AIR semplificata;
  - la Parte IV, dedicata alla presentazione delle ipotesi per l'allineamento dei criteri di regolazioni tariffaria tra i vari servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas;

d) la Parte V, dedicata all'analisi delle tematiche relative all'introduzione di metodi e schemi di reportistica, al fine di monitorare e verificare l'effettivo livello dei rendimenti economico-finanziari.

6.2 Completa il documento l'Appendice 1 contenente una prima ricognizione dei criteri di regolazione propedeutica alla individuazione delle ipotesi per l'allineamento dei criteri di regolazione esposti nella Parte IV del presente documento per la consultazione.

6.3 Il presente documento è stato preparato con il supporto tecnico/scientifico della società Oxera Consulting LLP.

## **PARTE II – VERSO LA REGOLAZIONE PER OBIETTIVI DI SPESA E DI SERVIZIO – AMBITO E TEMPISTICHE DI APPLICAZIONE**

### **7. Gli orientamenti indicati nelle Linee guida**

- 7.1 Nel documento per la consultazione 615/2021/R/com l’Autorità ha indicato l’ipotesi di applicare i criteri *ROSS-base* nelle specifiche regolazioni dei servizi infrastrutturali regolati a partire dal primo periodo regolatorio tariffario specifico di ciascun servizio che si avvia dopo l’approvazione dei criteri *ROSS-base*.
- 7.2 La prima concreta applicazione dei criteri *ROSS-base*, secondo tale impostazione, sarebbe dunque prevista per i periodi regolatori dei servizi di trasmissione e distribuzione dell’energia elettrica, trasporto gas e rigassificazione del GNL, che si avviano dal 2024. Successivamente è prevista l’applicazione dello stesso *ROSS-base* anche ai servizi di distribuzione e stoccaggio del gas, i cui nuovi periodi regolatori decorreranno dal 2026.
- 7.3 Sempre secondo quanto indicato nel documento per la consultazione 615/2021/R/com, la definizione dell’approccio *ROSS-integrale* sarà oggetto di specifici procedimenti (da avviare nel 2022) e ne sarebbe prevista l’applicazione ai grandi operatori, in particolare al gestore del sistema di trasmissione dell’energia elettrica e all’impresa maggiore di trasporto del gas; per quanto concerne il servizio di distribuzione dell’energia elettrica, la soglia dimensionale da utilizzare per distinguere i principali operatori a cui applicare l’approccio *ROSS-integrale* sarebbe individuata nell’ambito della consultazione.

### **8. Principali elementi emersi dalla consultazione e dai *focus group***

- 8.1 Nel seguito del capitolo sono esaminati i principali elementi emersi dalla consultazione e dai *focus group* con gli operatori regolati interessati dalla riforma e con le loro associazioni di categoria in relazione all’ambito di applicazione e alle tempistiche di avvio dei nuovi criteri di regolazione.

#### ***Elementi emersi dalla consultazione***

- 8.2 Nell’ambito della consultazione è stata sottolineata l’importanza della gradualità nella transizione verso il nuovo approccio.
- 8.3 Rispetto all’ambito di applicazione, la maggior parte degli operatori considera i limiti dimensionali come uno dei parametri chiave per calibrare l’ambito di applicazione dell’approccio *ROSS-integrale*.
- 8.4 Secondo un operatore l’adozione di approcci differenziati per lo sviluppo del *ROSS* (*ROSS-base* e *ROSS-integrale*) non consentirebbe la parità di trattamento tra operatori e non consentirebbe il raggiungimento di più elevate economie di scala, né con riferimento ai costi operativi, né con riferimento ai costi di capitale. Analoghe preoccupazioni relative a potenziali discriminazioni derivanti da una diversa modalità di applicazione dell’approccio *ROSS* sono state segnalate anche da un’associazione di categoria.

- 8.5 Rispetto alle strategie di introduzione dell'approccio *ROSS* sono emerse posizioni differenziate, anche in relazione a una diversa valutazione dell'adeguatezza della tempistica prevista, con, da un lato, la preferenza per uno sviluppo parallelo e non sequenziale del *ROSS-base* e del *ROSS-integrale* e, dall'altro, una preferenza per una logica sequenziale con una prima fase di applicazione del *ROSS-base* per tutti gli operatori e solo successivamente l'applicazione del *ROSS-integrale*, limitatamente ad alcuni operatori.
- 8.6 In relazione al servizio di distribuzione e misura dell'energia elettrica sono state proposte diverse soglie per individuare l'ambito di applicazione che vanno da un minimo di uno o due operatori a un massimo di dieci operatori, corrispondente alle imprese distributrici con almeno 100.000 punti di prelievo.
- 8.7 Criticità sulla compatibilità dell'approccio *ROSS* con il regime di affidamento delle concessioni della distribuzione mediante gara sono state evidenziate da diversi operatori della distribuzione gas e dalle loro associazioni.

#### ***Focus group – riflessioni sulle tempistiche***

- 8.8 Nell'ambito dei *focus group* con gli operatori svoltisi nel mese di aprile sono state approfondite le tematiche relative all'ambito e alle tempistiche di introduzione dell'approccio *ROSS*.
- 8.9 Sulle tempistiche proposte sono state indicate criticità dalla maggior parte dei soggetti sia in relazione allo sviluppo del *ROSS-base* sia in relazione allo sviluppo del *ROSS-integrale*. Soprattutto nel caso del servizio di trasporto del gas è stata indicata una forte criticità rispetto all'adozione di tale approccio dal 2024, considerate le tempistiche previste per la presentazione delle proposte tariffarie, secondo la disciplina vigente che riflette l'impostazione del Regolamento (UE) 2017/460.
- 8.10 Rispetto allo sviluppo del *ROSS-integrale* alcuni soggetti suggeriscono di posticipare la sua prima applicazione almeno al 2026, anche in relazione alle difficoltà connesse a predisporre i *business plan*. Il gestore del servizio di trasmissione dell'energia elettrica auspica invece una rapida applicazione del modello *ROSS-integrale*.
- 8.11 Esigenze di gradualità e di evitare grosse discontinuità sono state espresse dalla maggior parte dei soggetti che hanno partecipato ai *focus group*, con l'eccezione di un'associazione di categoria che rappresenta imprese di distribuzione del gas che ha invece auspicato una discontinuità rispetto all'attuale approccio ibrido.

#### ***Focus group – riflessioni sull'ambito di applicazione***

- 8.12 Rispetto all'ambito di applicazione sono state confermate le posizioni già emerse dalla consultazione. Alcuni soggetti, al fine di ridurre al minimo la complessità, preferirebbero una diretta applicazione del *ROSS-integrale*; altri invece preferirebbero una prima fase di prima applicazione del *ROSS-base*, utile per testare i suoi meccanismi e poi muovere verso il *ROSS-integrale* ovvero valutare l'esigenza di questa transizione in una fase successiva, con la possibilità che in alcuni casi il *ROSS-base* possa diventare la soluzione definitiva.

#### ***Focus group – specificità del servizio di distribuzione del gas naturale***

- 8.13 Rispetto alle specificità del servizio di distribuzione del gas naturale, in particolare alle modalità di assegnazione del servizio mediante gara, sono emerse posizioni differenziate.

Come già accennato sopra, alcuni soggetti sottolineano la difficoltà di rendere compatibile il *ROSS* con le gare per l'assegnazione del servizio (cfr. successivi paragrafi 9.24-9.26); un soggetto suggerisce di prevederne l'applicazione solo dal settimo periodo regolatorio (ovvero, assumendo che il sesto periodo di regolazione abbia durata di sei anni, pari al quinto periodo, dal 2032). Un altro soggetto solleva dubbi sull'opportunità di applicare il *ROSS-integrale* anche al servizio di distribuzione del gas naturale e ritiene che, in ogni caso, debba essere applicato su base volontaria e solo in una fase successiva. Un soggetto suggerisce che sia valutata la possibilità che il *ROSS-base* non sia applicato dove il servizio sia già stato assegnato o stia per essere assegnato mediante gara d'ambito. Un soggetto reputa invece compatibile l'approccio *ROSS* al servizio di distribuzione del gas, anche nella versione *ROSS-integrale*.

## **9. Approfondimenti per l'introduzione dell'approccio *ROSS***

- 9.1 In relazione a quanto emerso dalla consultazione e dai *focus group*, l'Autorità ha ritenuto opportuno svolgere approfondimenti al fine di presentare un programma di introduzione dell'approccio *ROSS* che tenga conto dell'assetto dei diversi servizi regolati, in termini di regime concessorio, numero e dimensioni degli operatori, della presenza di piani di sviluppo/investimento e delle diverse caratteristiche dei modelli *ROSS-base* e *ROSS-integrale*, valutati rispetto agli obiettivi di neutralizzare l'incentivo a sovra-investire (c.d. *capex bias*, cfr. successivi paragrafi 9.5 e seguenti) e di aumentare la produttività totale a sostegno del percorso di transizione energetica.
- 9.2 Nell'analisi si è anche valutata la compatibilità delle soluzioni disponibili rispetto all'obiettivo di promozione della concorrenza e alle esigenze di contenimento dei costi amministrativi.
- 9.3 I risultati dell'analisi sono riportati nei paragrafi che seguono; l'analisi è articolata nei seguenti passaggi:
  - assetto di gestione dei servizi;
  - approfondimenti in relazione ad alcuni degli obiettivi della riforma, in particolare neutralizzare il *capex bias* e aumentare la produttività totale;
  - cenni alla compatibilità con schemi di concorrenza per il mercato e vincoli gestionali, in termini di costi amministrativi.

## L'assetto di gestione dei servizi

9.4 Appare utile fornire un rapido quadro d'insieme che consenta di apprezzare il quadro di assetto dei diversi servizi oggetto di analisi, in termini di numerosità e dimensione degli operatori, proprietà, regime di concessione e regime di *unbundling*. A questo scopo sono riportati nella Figura 1 alcuni dati sintetici che caratterizzano i diversi servizi.

	Trasmissione elettrica	Distribuzione elettrica	Trasporto gas	Stoccaggio gas	Rigassificazione (GNL)	Distribuzione gas
Dimensioni del settore	73.600 km	248,6 TWh	35.103 km	17,8 mld mc	16,3 mld mc / anno	30 mld mc/anno
Numero di operatori	Gestore del sistema di trasmissione unico	Elevato numero di operatori	Un'impresa maggiore di trasporto e altre 8 imprese di trasporto, di cui 6 solo a livello regionale	Stogit (9 concessioni attive, 94% della capacità di <i>working gas</i> )	GNL Italia (3,5 Bcm) OLT Offshore LNG Toscana (3,8 Bcm) Terminale GNL Adriatico (8+1 Bcm)	Settore molto frammentato, con circa 166 distributori con meno di 100.000 PdR  I 20 distributori più grandi coprono l'80% del settore
Principali operatori	Terna (99,7%)	E-distribuzione (85%) Unareti (3,9%) Areti (3,6%) Ireti (1,3%) altri (5,9%)	Snam Rete Gas (93,8%) SGI (4,8%) Retragas (1,2%) altri (0,2%)	Edison Stoccaggio (3 concessioni attive) Ital Gas Storage (1 concessione attiva)		<i>Principali gruppi societari</i> Italgas (34,7%) 2I Rete Gas (20,6%) A2A (9,2%) Hera (7,0%) Iren (3,8%) Ascopiave (3,5%) Estra (2,9%) altri (18,3%)
Regime concessorio	Concessione di 25 anni, con possibile estensione	Scadenza concessioni nel 2030	Attività soggetta ad autorizzazione ministeriale	Concessioni di 30 anni, con possibile estensione di 10 anni	Attività soggetta ad autorizzazione ministeriale	Concessioni su ATEm, con gare per l'affidamento di 12 anni
Unbundling	Unbundling proprietario	Unbundling funzionale	Unbundling proprietario (Gruppo Snam)	Unbundling funzionale (all'interno del Gruppo Snam)	Unbundling funzionale (all'interno del Gruppo Snam)	Unbundling funzionale

Figura 1 – Principali caratteristiche servizi infrastrutturali regolati del settore elettrico e gas

### Gli obiettivi della riforma - limitare il *capex bias*

- 9.5 Uno degli obiettivi dichiarati nell'ambito dell'avvio della riforma riguarda l'eliminazione degli incentivi a sovra-investire che potrebbero derivare dall'attuale quadro regolatorio che tratta con logiche differenziate le spese di capitale e le spese operative.
- 9.6 Dagli approfondimenti svolti è emerso che le potenziali fonti del *capex bias* siano riconducibili a tre aree principali: (i) il quadro regolatorio e gli incentivi forniti dalla regolazione; (ii) la cultura aziendale e (iii) le strutture di *governance* aziendale.
- 9.7 Il quadro regolatorio influenza i comportamenti delle imprese attraverso la definizione delle modalità di riconoscimento dei costi, dei criteri adottati per gestire rischi e incertezze e dei criteri di determinazione del tasso di remunerazione del capitale.
- 9.8 In particolare, con riferimento agli effetti della regolazione, si individuerebbero diverse fonti di *capex bias*:
- in caso di *rate-of-return regulation*, non efficiente allocazione dei fattori produttivi e aumento del peso del capitale se il tasso di remunerazione del capitale investito è maggiore del costo opportunità del capitale (c.d. effetto Averch-Johnson<sup>3</sup>, evidenziato sin dagli anni Sessanta del secolo scorso);
  - nell'approccio ibrido attualmente vigente, con un incentivo all'efficienza dei costi operativi attraverso l'applicazione del *price cap*, propensione delle imprese a sostituire il fattore produttivo lavoro con il fattore produttivo capitale al fine di trattenere le maggiori efficienze sui costi operativi (forza incentivante del *price cap*);
  - la combinazione della *rate-of-return regulation* con un sistema di regolazione incentivante applicato ai soli costi operativi potrebbe far emergere un'ulteriore penalizzazione a carico del fattore produttivo lavoro (a cui sono riconducibili in senso

<sup>3</sup> H. Averch and L.L. Johnson, Behavior of the Firm Under Regulatory Constraint. The American Economic Review, December 1962.

lato gli *opex*), a causa del potenziale rischio che potrebbe essere percepito dagli operatori rispetto alla copertura dei costi operativi (c.d. *opex risk*)<sup>4</sup>.

- 9.9 L'effettivo materializzarsi di tali effetti dipende dalle condizioni specifiche di svolgimento delle diverse attività e dalle possibilità concrete che tali potenzialità possano realizzarsi. Al riguardo si ritiene che vi siano delle aree delle attività delle imprese, tipicamente ad esempio le manutenzioni, nelle quali il *capex bias* possa produrre effetti concreti sulle decisioni delle imprese. La percezione dell'*opex risk* e l'effetto Averch-Johnson potrebbero spingere verso manutenzioni straordinarie o sostituzioni di reti tariffariamente ammortizzate rispetto a manutenzioni ordinarie (cfr. documento per la consultazione 23 dicembre 2021, 616/2021/R/gas), con conseguente aumento delle spese di capitale.
- 9.10 Tale tematica è stata oggetto di approfondimento nell'ambito dei *focus group*. Le imprese che hanno partecipato ai *focus group* hanno sostenuto che le scelte "*make or buy*" non sarebbero guidate da comportamenti opportunistici ma, piuttosto, da logiche strategiche (mantenere presidi di conoscenza *in house*) e di efficienza. Gli operatori sembrano quindi non attribuire un peso decisivo al quadro regolatorio nelle scelte tra *capex* e *opex*.
- 9.11 In relazione alle strutture di *governance*, sui volumi di investimento possono incidere vincoli di *budget* e valutazioni legate ai rendimenti di possibili impieghi alternativi.
- 9.12 Pur nella consapevolezza che il rischio di sovra-investimento sia influenzato anche da variabili esterne alla regolazione e che la concreta manifestazione del rischio di sovra-investimento sia comunque legata all'effettiva possibilità di sostituzione dei fattori produttivi, appare opportuno procedere a una riforma dei criteri di regolazione che consenta di eliminare (o almeno limitare) i *bias* potenzialmente prodotti dalla regolazione, in ossequio al primario obiettivo di favorire uno sviluppo efficiente del servizio e al principio che la regolazione deve essere neutrale rispetto alle scelte delle imprese.
- 9.13 L'obiettivo di limitare le distorsioni, nelle scelte delle imprese regolate, tra soluzioni ad alta intensità di capitale e soluzioni ad alta intensità di lavoro può essere conseguito in diverse misure sia mediante il modello *ROSS-base* sia mediante il modello *ROSS-integrale*. Si ritiene peraltro che la massima efficacia, in relazione alle alternative disponibili, rispetto a questo obiettivo possa essere perseguita mediante il *ROSS-integrale* che, tramite il processo di predisposizione (da parte delle imprese) e di analisi (da parte del regolatore) dei *business plan*, consente una puntuale valutazione delle scelte delle imprese sia in termini di efficienza sia in termini di efficacia. Un buon livello di efficacia nella mitigazione del *capex bias* si ritiene possa essere anche raggiunto all'interno del modello *ROSS-base*, ad esempio qualora vengano sviluppati criteri di valutazione delle spese di capitale basati su costi unitari *standard*.

### ***Gli obiettivi della riforma: aumentare la produttività totale***

- 9.14 L'adozione dell'approccio *ROSS* è tesa anche a favorire un miglioramento della produttività totale.
- 9.15 In questo senso, un primo elemento che va considerato è la relazione che c'è tra questo obiettivo e l'obiettivo di mitigare del *capex bias*. La mitigazione del *capex bias* dovrebbe spingere verso soluzioni più efficienti in termini di produttività totale; in altri termini la rimozione di incentivi a scelte *sub-ottimali* nell'allocazione dei fattori produttivi dovrebbe consentire recuperi di produttività totale.

---

<sup>4</sup> Per un approfondimento cfr, tra gli altri, G. Brunekreeft and M. Rammerstorfer, OPEX-risk as a source of CAPEX-bias in monopoly regulation. Competition and Regulation in Network Industries, 2021, Vol. 22(1) 20–34.

- 9.16 Un ulteriore incentivo all'aumento della produttività totale, in particolare dell'efficienza produttiva, potrebbe essere perseguito mediante l'estensione dell'applicazione di costi *standard/benchmark* per la valutazione delle spese di capitale, oggi limitata ad alcuni servizi.
- 9.17 Rispetto all'obiettivo di aumento della produttività totale si ritiene che il modello *ROSS-integrale* risulti la più efficace tra le alternative esaminate sia in relazione agli obiettivi di efficienza allocativa, sia in relazione agli obiettivi di efficienza produttiva.
- 9.18 Tuttavia, anche il modello *ROSS-base*, associato all'introduzione di costi *standard/benchmark* da utilizzare per la valutazione degli investimenti, consente un elevato grado di efficacia rispetto all'obiettivo di aumentare la produttività totale, mentre, pur offrendo un miglioramento rispetto all'attuale assetto, risulta più debole se la spesa per investimenti è valutata sulla base del costo a consuntivo come si ipotizza possa verificarsi nella prima fase di introduzione del medesimo modello *ROSS-base*.

### ***Compatibilità con gli strumenti di concorrenza per il mercato***

- 9.19 L'Autorità intende valutare in modo approfondito la compatibilità dell'approccio *ROSS* con gli strumenti di concorrenza per il mercato e in particolare con i meccanismi di gara previsti per l'affidamento delle concessioni dei servizi di distribuzione sia del gas naturale (con regolamento di gara già oggi definito e procedure in corso), sia dell'energia elettrica (con regolamenti ancora da definire e procedure da avviare, sulla base della normativa vigente, nel corso del corrente decennio).
- 9.20 Tale tematica è stata oggetto di approfondimento nell'ambito dei *focus group* (si veda il paragrafo 8.13).
- 9.21 L'Autorità, in merito, ritiene che sia necessario distinguere tra la compatibilità del modello *ROSS-base* e quella del modello *ROSS-integrale*.
- 9.22 L'adozione del modello *ROSS-base* non presenta criticità ulteriori o diverse, in termini di compatibilità con gli strumenti di concorrenza per il mercato, di quelle che possono essere associate agli attuali criteri di regolazione. Non si ritiene infatti che i percorsi di efficientamento che possono essere definiti all'interno del *ROSS-base* possano presentare profili di criticità diversi da quelli che possono derivare dall'attuale assetto di regolazione.
- 9.23 Rispetto all'adozione del modello *ROSS-integrale*, fondato sull'analisi di *business plan* e quindi sulle previsioni formulate dalle singole imprese, appare invece necessario qualche approfondimento per verificarne la piena compatibilità con strumenti di concorrenza per il mercato per l'affidamento delle concessioni.
- 9.24 La presenza di strumenti di concorrenza per il mercato genera infatti un'incertezza per gli operatori rispetto alle attività che gli stessi potranno svolgere per il futuro. Nel caso delle gare per l'affidamento del servizio l'impresa non sa se si aggiudicherà la gara e quindi non è in grado di formulare una previsione connotata da un ragionevole grado di certezza sul perimetro delle attività future.
- 9.25 Peraltro, nel caso del servizio di distribuzione del gas, in occasione delle gare per l'affidamento del servizio, i soggetti che partecipano alla gara devono predisporre un piano industriale, relativo allo specifico ambito territoriale per il quale concorrono, che presenta molti elementi simili al *business plan*.
- 9.26 L'eventuale adozione del *ROSS-integrale* per il servizio di distribuzione del gas naturale, pertanto, potrebbe essere valutata in una logica di gradualità di implementazione, ipotizzando l'individuazione di specifiche soluzioni che consentano di sincronizzare i periodi di

applicazione della regolazione con il periodo di concessione e di utilizzare le previsioni formulate in sede di offerta da parte degli operatori anche come elemento da utilizzare nel contesto della regolazione. Tale ipotesi richiede comunque, al fine di poter essere gestita, una riduzione significativa del numero degli ambiti territoriali minimi di gestione del servizio.

- 9.27 Per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica - le cui attuali concessioni, secondo quanto indicato dall'articolo 9, comma 2, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (di seguito: decreto legislativo 79/99), scadono il 31 dicembre 2030 e le cui gare dovrebbero essere organizzate a partire dal 2025 - non si ritiene invece che fino alla scadenza delle attuali concessioni possano esserci problemi in una prima attuazione del *ROSS-integrale*. L'Autorità ritiene che la tematica vada poi approfondita al fine di valutare soluzioni regolatorie che consentano una piena integrazione con i meccanismi di gara per l'affidamento del servizio nelle future concessioni.

### ***Contenimento dei costi amministrativi***

- 9.28 Nelle valutazioni propedeutiche alla definizione dell'ambito di applicazione del modello *ROSS-base* e del modello *ROSS-integrale* va anche considerato l'impatto in termini di costi amministrativi della soluzione adottata, sia per le imprese sia per l'Autorità.
- 9.29 In assenza di vincoli alle risorse, l'applicazione estesa del modello *ROSS-integrale* appare come la più efficace rispetto agli obiettivi individuati. La presenza di tali vincoli rende invece necessario restringere in modo significativo l'ambito di applicazione del *ROSS-integrale*.

## **10. La spesa di riferimento nel contesto del *ROSS-base***

- 10.1 Ai fini dell'identificazione delle ipotesi sull'ambito di applicazione e sulle tempistiche di sviluppo del modello *ROSS*, descritto in maggior dettaglio nella Parte III di questo documento, si ritiene possa essere utile anticipare in questa Parte del documento l'analisi relativa alla determinazione della spesa di riferimento e distinguere una prima fase di applicazione di introduzione del *ROSS-base* (nel seguito del documento tale approccio o configurazione è identificato anche come *ROSS-base* transitorio o *ROSS-base-T*) rispetto all'evoluzione del modello *ROSS-base* nella situazione a regime (nel seguito del documento tale approccio o configurazione è identificato anche come *ROSS-base* a regime o *ROSS-base-R*).

### ***Breve richiamo del contenuto delle Linee guida***

- 10.2 Nel documento per la consultazione 615/2021/R/com l'Autorità ha inteso valutare la fattibilità dell'approccio (ora definito *ROSS-base-T*) per l'individuazione della spesa di riferimento che non preveda necessariamente, quanto meno in via transitoria per attività che non hanno ancora strumenti di valutazione della spesa basati su costi *benchmark* o *standard*, lo sviluppo di elementi aggiuntivi di valutazione a costi *standard* o a costi *benchmark* rispetto a quelli utilizzati nell'attuale quadro regolatorio .
- 10.3 Secondo tale approccio *ROSS-base-T* è prevista la definizione di un sentiero di sviluppo della spesa di riferimento che considera i costi operativi obiettivo definiti con l'applicazione del meccanismo del *price cap* e i costi effettivi di capitale, valutati a consuntivo. In questo modo si ottiene un livello di spesa totale di riferimento (c.d. *baseline* di spesa), come somma dei

costi operativi standard e delle spese di capitale effettive, da confrontare con la spesa effettiva totale (operativa e di capitale) ai fini della determinazione dei recuperi di efficienza totale.

- 10.4 L'approccio *ROSS-base-T* non prevede l'implementazione di un sistema di valutazione della spesa di capitale sulla base di *costi standard unitari* (o quanto meno non ne prevede uno sviluppo ulteriore rispetto a quanto già previsto dall'attuale regolazione). Tale configurazione risulta di più immediata e agevole implementazione, anche se, non consente un pieno bilanciamento degli incentivi tra *opex* e *capex*.

### ***Elementi emersi dalla consultazione***

- 10.5 Nell'ambito della consultazione, la maggior parte degli operatori ha condiviso l'approccio ipotizzato per la definizione della spesa di riferimento. Diversi operatori hanno segnalato che l'applicazione di *costi standard* risulterebbe particolarmente sfidante, almeno per alcuni servizi, e che pertanto sarebbe necessario un periodo di sperimentazione di tali meccanismi. Altri soggetti preferirebbero direttamente l'applicazione del *ROSS-integrale*, con determinazione della spesa totale di riferimento a partire dalle previsioni formulate dalle imprese nei *business plan*. Diversi soggetti hanno segnalato l'importanza di prevedere meccanismi di gestione delle incertezze.

### ***Elementi emersi nell'ambito dei focus group***

- 10.6 Nell'ambito dei *focus group* sono stati riconosciuti in linea di principio i benefici che potrebbero derivare dall'introduzione di costi unitari *standard* ed è stata sottolineata la difficoltà pratica di individuare *benchmark* attendibili. Alcuni soggetti hanno ricordato gli insuccessi passati nell'introduzione di valutazioni a costi *standard*, a causa della complessità di implementazione. Un'associazione di distributori del gas naturale si è dichiarata favorevole all'adozione di un approccio basato su costi unitari *standard*, anche considerata la data prospettata (2026) per l'applicazione del *ROSS-base* a tale servizio. Due soggetti hanno sottolineato che sarebbe necessario mantenere un approccio semplice e flessibile. Un operatore del servizio di distribuzione dell'energia elettrica ritiene che sia necessario un periodo di tempo di tre anni per *test and try* del nuovo approccio, una volta definito. Un'associazione di categoria di distributori ha ricordato che l'esperienza relativa al riconoscimento dei costi degli *smart meter* di seconda generazione ha presentato comunque, nonostante il contesto fosse in qualche modo più semplice, alcune difficoltà applicative.

### ***Considerazioni dell'Autorità***

- 10.7 Alla luce degli elementi raccolti nella consultazione e nei *focus group*, l'Autorità valuta che, nella fase iniziale di introduzione del modello *ROSS-base* (*ROSS-base-T*), l'assenza di riferimenti per la valutazione della spesa di capitale (*opex* fissato *ex ante* e *capex* valutato per lo più come *pass-through*) possa risultare non del tutto efficace nell'eliminazione del *capex bias*. In particolare, l'Autorità ritiene che possa esserci un certo spazio per comportamenti opportunistici da parte delle imprese che, anche a parità di spesa totale, variando le percentuali di capitalizzazione potrebbero conseguire margini dagli incentivi all'efficienza.

- 10.8 Il problema che si pone è di fatto la misurazione dell'*output* fisico ottenuto dall'impiego dei fattori produttivi in relazione ai quali è stato sostenuto un costo e, in particolare, della spesa di capitale, al fine di verificare che un eventuale aumento di tale spesa di capitale concomitante a una riduzione dell'*opex* non sia, come detto, il mero effetto di riallocazione di costi in conseguenza di diverse politiche di capitalizzazione, ma rifletta effettivi efficientamenti.
- 10.9 Si ritiene che l'utilizzo di costi *standard/benchmark* nell'ambito del modello *ROSS-base* (nella configurazione *ROSS-base-R*) possa risolvere tale problema. Secondo tale approccio la valorizzazione della spesa totale di riferimento, sia degli *opex* (con applicazione del *price cap*) sia dei *capex*, è basata su costi *standard*. La differenza tra spesa totale effettiva e spesa totale di riferimento potrebbe così esprimere il conseguimento di un effettivo miglioramento dell'efficienza.
- 10.10 Peraltro, anche sulla base delle esperienze pregresse, si ritiene che la definizione di costi *standard* unitari delle spese di capitale possa essere un percorso che presenta un certo grado di difficoltà, non ultimo quello della corretta calibrazione dei prezzi relativi dei fattori impiegati rispetto alle situazioni concrete di investimento.
- 10.11 In relazione alle difficoltà a calibrare correttamente i costi unitari *standard*, l'Autorità ritiene che, ove presenti o sviluppati in futuro, nell'ambito del *ROSS-base-T*, anche in relazione a quanto emerso dalla consultazione e dai *focus group*, i costi *standard* possano trovare impiego come strumento di monitoraggio dell'andamento della spesa di capitale.
- 10.12 In particolare, l'Autorità intende valutare l'introduzione di un indicatore, calcolato *ex post*, che rapporti la spesa effettiva alla spesa calcolata sulla base dei costi unitari *standard*.
- 10.13 Un periodo almeno biennale di utilizzo dei costi *standard* con finalità di monitoraggio potrebbe essere utile a una successiva implementazione di ipotesi di costruzione della spesa di riferimento sulla base di costi unitari *standard* e potrebbe in qualche misura rispecchiare la richiesta di effettuare sperimentazioni emersa dal mondo degli operatori nell'ambito dei *focus group*.

## **11. Ipotesi su ambito di applicazione e tempistiche di sviluppo del modello ROSS**

- 11.1 Nel seguito del presente capitolo vengono analizzate, per ciascun servizio regolato, diverse ipotesi di regolazione per l'introduzione del modello *ROSS* sia in relazione alle tempistiche e all'ambito di applicazione, sia in relazione alla configurazione del modello che si intende adottare (*ROSS-integrale*, *ROSS-base-T* o *ROSS-base-R*).
- 11.2 Le durate dei periodi di regolazione per i diversi servizi, come si può osservare, allo stato attuale sono differenti. L'Autorità, nell'ambito dell'allineamento dei criteri di regolazione tra servizi, intende anche valutare se rendere più omogenea la durata di tali periodi di regolazione.

### ***Trasmissione dell'energia elettrica***

- 11.3 Il periodo di regolazione per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica attualmente in vigore, quinto periodo di regolazione, è della durata di otto anni ed è suddiviso in due semi-periodi della durata di quattro anni e si conclude nel 2023.

- 11.4 L'applicazione del modello *ROSS* è ipotizzata a partire dal sesto periodo di regolazione che si avvia nel 2024.
- 11.5 Il servizio di trasmissione è gestito da Terna S.p.A. che ha esperienza consolidata nella predisposizione dei piani di sviluppo decennali e nell'applicazione di analisi costi-benefici, ha già sperimentato alcuni meccanismi *output-based*, e due differenti meccanismi di promozione dell'efficienza dei costi di investimento.
- 11.6 Per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica si ritiene che alcune tipologie di investimento siano difficili da tipizzare e, come anche evidenziato dalla metodologia di Terna S.p.A. per la valutazione dei costi degli interventi di sviluppo, richiedano di conseguenza un approccio caso-per-caso. L'approccio *ROSS-integrale* che si fonda su *business plan* con valutazioni dettagliate dei costi appare pertanto idoneo a gestire queste situazioni.
- 11.7 Considerato che l'approccio *ROSS-integrale* verrebbe applicato a un solo soggetto, la soluzione del *ROSS-integrale* appare come proporzionata in termini di costi-benefici e sembra preferibile rispetto all'approccio *ROSS-base-R*, in quanto consente un pieno *assessment* di *capex* e *opex*.
- 11.8 Si ritiene che l'esperienza di Terna S.p.A. nella preparazione dei piani decennali di sviluppo e nell'applicazione di analisi costi-benefici possa risultare utile per favorire una rapida implementazione del modello *ROSS-integrale*.
- 11.9 Per il servizio di trasmissione, l'Autorità ritiene pertanto che possa essere perseguito l'obiettivo di introdurre il modello *ROSS-integrale* per il sesto periodo di regolazione, la cui durata sarà oggetto di analisi nell'ambito del procedimento specifico di revisione tariffaria.
- 11.10 In relazione alle tempistiche, l'applicazione del modello *ROSS-integrale* sin dal primo anno del sesto periodo di regolazione (2024) appare eccessivamente sfidante in relazione all'esigenza di definire un quadro di regole per la preparazione dei *business plan*, per la predisposizione degli stessi *business plan* e per la loro valutazione da parte del regolatore che implica lo sviluppo di adeguati strumenti di analisi che comprendono anche riferimenti a *costi standard*. Nell'ambito della consultazione e dei *focus group* Terna S.p.A. ha sottolineato che preferisce una diretta applicazione del *ROSS-integrale* senza passare per una temporanea applicazione del modello *ROSS-base*. Tuttavia, tenuto conto delle tempistiche piuttosto strette, appare ragionevole prefigurare per il servizio di trasmissione l'applicazione del modello *ROSS-base*, nella configurazione *ROSS-base-T*, a partire dal 2024, accompagnata da un'applicazione sperimentale del modello *ROSS-integrale*, nella prospettiva di andare a regime con il medesimo modello *ROSS-integrale* al più tardi dal 2026. Nella fase sperimentale i costi sarebbero comunque riconosciuti secondo le regole del *ROSS-base*. La sperimentazione riguarda, per il gestore del sistema di trasmissione, la predisposizione del *business plan* e, per il regolatore, la valutazione (*assessment*) di tale piano.

### ***Trasporto del gas***

- 11.11 Il periodo di regolazione per il servizio di trasporto del gas attualmente in vigore, quinto periodo di regolazione, è della durata di quattro anni e si conclude nel 2023.
- 11.12 L'Autorità ha ipotizzato l'applicazione del modello *ROSS* a partire dal sesto periodo di regolazione che si avvia nel 2024, come indicato anche nel documento per la consultazione 17 maggio 2022, 213/2022/R/gas.
- 11.13 Il servizio di trasporto del gas naturale è gestito da tre imprese di trasporto nazionale (due delle quali appartengono al gruppo Snam S.p.A.) e sei imprese di trasporto regionale.

- 11.14 In relazione all'applicazione del *ROSS*, l'Autorità ritiene opportuno prevedere un approccio differenziato tra imprese di trasporto nazionale e imprese di trasporto regionale.
- 11.15 Per l'impresa maggiore di trasporto (Snam Rete Gas), l'Autorità ritiene che possa essere perseguito l'obiettivo di introdurre il modello *ROSS-integrale* per il sesto periodo di regolazione, la cui durata sarà oggetto di analisi nell'ambito del procedimento specifico di revisione tariffaria avviato con la deliberazione 23 dicembre 2021, 617/2021/R/gas, per ragioni simili a quelle indicate in relazione al servizio di trasmissione dell'energia elettrica (si vedano i precedenti paragrafi 11.6 - 11.8).
- 11.16 In relazione alle tempistiche di applicazione, Snam Rete Gas sia nell'ambito dei commenti al documento per la consultazione 615/2021/R/com, sia nei *focus group* ha espresso preferenza per una introduzione graduale del nuovo modello con una fase iniziale di applicazione del modello *ROSS-base* e una fase successiva con applicazione del *ROSS-integrale*.
- 11.17 L'Autorità, considerate le caratteristiche simili a quelle del servizio di trasmissione dell'energia elettrica, ritiene che si possano adottare percorsi paralleli con applicazione per Snam Rete Gas per il biennio 2024-2025 del modello *ROSS-base* nella sua configurazione *ROSS-base-T*, con sperimentazione del modello *ROSS-integrale* nel medesimo biennio, e applicazione del *ROSS-integrale* a partire dal 2026.
- 11.18 Per le società SGI S.p.A., Infrastrutture Trasporto Gas S.p.A., e per le sei società che gestiscono il servizio di trasporto esclusivamente su reti regionali, l'Autorità ritiene che l'obiettivo per il sesto periodo di regolazione possa essere il modello *ROSS-base* nella configurazione *ROSS-base-T*; nel corso del secondo biennio del periodo potrebbe essere valutata l'ipotesi di una sperimentazione del modello *ROSS-integrale*, una volta conclusa la sperimentazione sull'impresa maggiore di trasporto e valutando eventuali meccanismi semplificati di presentazione e valutazione dei *business plan*.

### ***Distribuzione dell'energia elettrica***

- 11.19 Il periodo di regolazione per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica attualmente in vigore, quinto periodo di regolazione, è della durata di otto anni ed è suddiviso in due semi-periodi della durata di quattro anni. Tale periodo di regolazione si conclude nel 2023, in analogia al servizio di trasmissione dell'energia elettrica.
- 11.20 L'applicazione del modello *ROSS* è ipotizzata a partire dal sesto periodo di regolazione che si avvia nel 2024.
- 11.21 Il servizio di distribuzione dell'energia elettrica è gestito da un insieme molto eterogeneo di imprese con un grande operatore che copre l'85% dell'utenza, tre operatori di dimensioni medio-grandi che nell'insieme coprono circa l'8% dell'utenza e altri 120 operatori che nell'insieme coprono poco meno del 6% dell'utenza. Per i circa 100 operatori con meno di 25.000 clienti è previsto, per legge, un meccanismo di riconoscimento dei costi di tipo parametrico.
- 11.22 Le attuali concessioni per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica scadono al 31 dicembre 2030 e le nuove concessioni, secondo quanto previsto dal decreto legislativo 79/99, saranno affidate mediante gara.
- 11.23 In relazione agli obiettivi per l'implementazione dell'approccio *ROSS* l'Autorità ritiene che l'elevata eterogeneità imponga l'adozione di approcci differenziati:
- per il principale operatore del servizio di distribuzione l'obiettivo per il sesto periodo di regolazione debba essere l'adozione del *ROSS-integrale*;

- per gli operatori con numero di punti di prelievo superiore a 25.000, per il sesto periodo di regolazione, l'obiettivo possa essere l'adozione della versione *ROSS-base-R* e che debba essere valutata, almeno per le imprese che servano oltre 500 mila punti di prelievo, la possibile applicazione del *ROSS-integrale*, eventualmente su base opzionale;
- i piccoli operatori della distribuzione a cui è applicata la tariffa parametrica continueranno con il loro regime di riconoscimento dei costi, che come già segnalato è differenziato per legge.

11.24 In relazione alle tempistiche si ritiene ragionevole prevedere l'applicazione del *ROSS-base-T* a partire dal 2024 e l'applicazione del *ROSS-base-R* o dell'approccio *ROSS-integrale*, là dove previsto, a partire dal 2026, con possibile sperimentazione nel biennio precedente.

### ***Distribuzione del gas naturale***

11.25 Il periodo di regolazione per il servizio di distribuzione del gas naturale attualmente in vigore, quinto periodo di regolazione, è della durata di sei anni ed è suddiviso in due semi-periodi della durata di tre anni. Tale periodo di regolazione si conclude nel 2025.

11.26 L'applicazione del modello *ROSS* è ipotizzata a partire dal sesto periodo di regolazione che si avvia nel 2026.

11.27 Anche il servizio di distribuzione del gas naturale, al pari del servizio di distribuzione dell'energia elettrica, è gestito da un insieme molto eterogeneo di circa 200 imprese distributrici. I primi due gruppi coprono circa il 56% dei punti di riconsegna serviti sul territorio nazionale; gli altri cinque gruppi societari in ordine di dimensione ne coprono circa il 26%; il restante 18% dei punti di riconsegna è coperto dagli altri operatori. Nella prospettiva delle gare d'ambito il numero di operatori dovrebbe ridursi in modo significativo, anche se il numero di ATEM è molto elevato.

11.28 In relazione agli obiettivi per l'implementazione dell'approccio *ROSS* si ritiene che l'adozione dell'approccio *ROSS-integrale* sia difficilmente compatibile con l'attuale fase di transizione verso gestioni per ambito territoriale minimo. L'obiettivo realistico per il servizio di distribuzione del gas naturale appare lo sviluppo del *ROSS-base* nella sua configurazione *ROSS-base-R*.

11.29 In relazione alle tempistiche si ritiene che dal 2026 possa essere prevista l'applicazione del *ROSS-base-R*.

### ***Stoccaggio del gas naturale e rigassificazione del gas naturale liquefatto***

11.30 I due servizi sono caratterizzati dalla presenza di un numero limitato di operatori (tre in ciascuno dei due servizi) di diverse dimensioni.

11.31 L'attuale periodo di regolazione del servizio di stoccaggio del gas naturale, della durata di sei anni e diviso in due semi-periodi di durata triennale, si concluderà nel 2025. L'attuale periodo di regolazione del servizio di rigassificazione del gas naturale liquefatto, di durata quadriennale, si concluderà nel 2023.

11.32 L'applicazione del modello *ROSS* è prevista dal 2024 per il servizio di rigassificazione del gas naturale liquefatto e dal 2026 per il servizio di stoccaggio del gas naturale.

11.33 I servizi in esame, caratterizzati da infrastrutture non a rete con costi di investimento difficilmente standardizzabili e che, una volta realizzate, richiedono solo interventi di manutenzione e mantenimento, richiederebbero l'adozione del modello *ROSS-integrale*. Purtroppo, in relazione ai vincoli, in termini di risorse disponibili per la gestione da parte dell'Autorità del modello *ROSS*, l'Autorità ritiene opportuno fissare come obiettivo per il sesto periodo di regolazione di tali servizi l'introduzione del *ROSS base* nella versione *ROSS-base-T*, rinviando a successive valutazioni la possibilità di introdurre il *ROSS-integrale*.

### Un quadro di sintesi

11.34 Nella Figura 2 è riportato un quadro sinottico delle tempistiche attese.

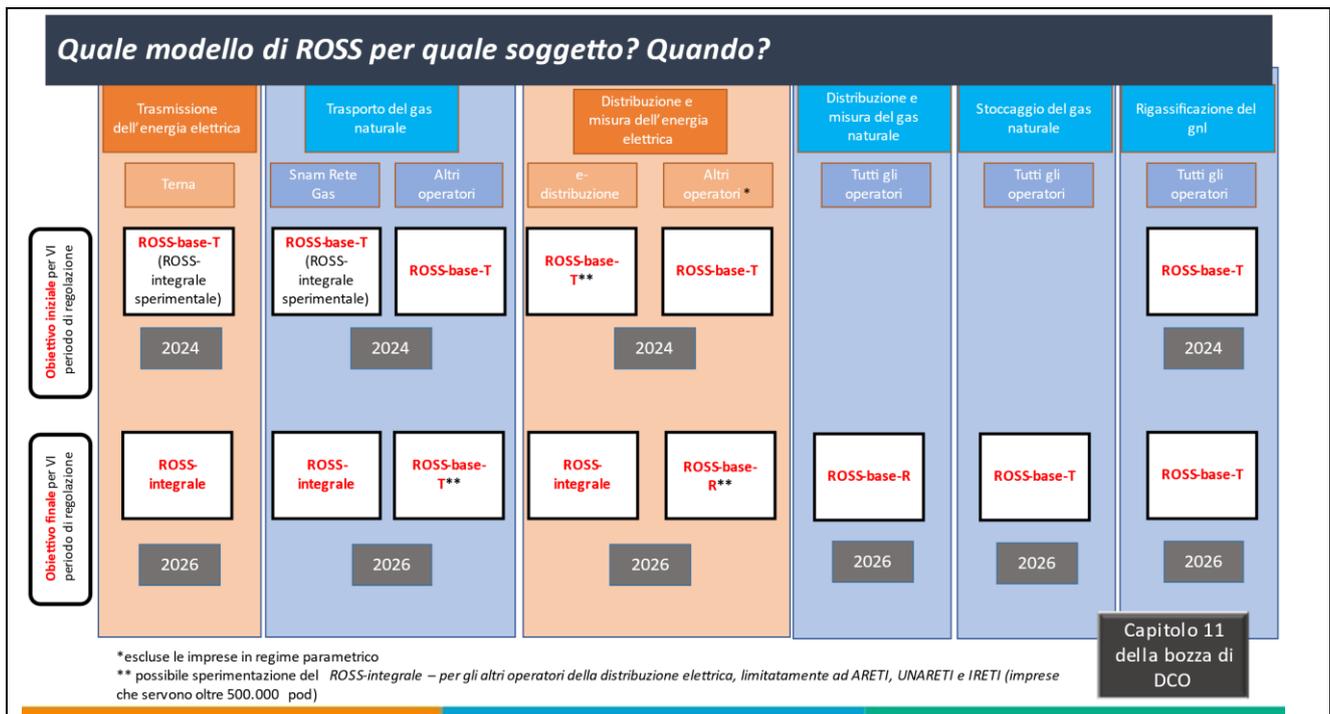


Figura 2 – Ipotesi aggiornate per l'applicazione dell'approccio ROSS

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

- S1. Osservazioni rispetto alle configurazioni del modello *ROSS-base*.
- S2. Osservazioni rispetto all'ipotesi di introduzione di costi *standard* per la valutazione delle spese di capitale. Si ritiene che sia opportuno definire una piattaforma unica da utilizzare come base per la valutazione dei costi *standard* dei diversi servizi regolati dei settori elettrico e gas? Si ritiene ragionevole la prospettiva di disporre di un primo *set* di costi *standard* unitari entro il 2023 da utilizzare nel contesto del *ROSS-integrale* ai fini dell'*assessment* della spesa e nel contesto del *ROSS-base-T* come strumento di monitoraggio?
- S3. Osservazioni rispetto alle ipotesi per l'introduzione del modello *ROSS* nei diversi servizi.
- S4. Come si valuta la prospettiva della sperimentazione del *ROSS-integrale*, cioè di un periodo in cui vengono testati i diversi strumenti del modello, ma non sono prodotti effetti economici? Quali proposte si ritiene di formulare rispetto all'ipotesi di sperimentazione?

## PARTE III – IL MODELLO ROSS-BASE

### 12. Il modello generale di riconoscimento dei costi ROSS-base

12.1 Il modello generale di riconoscimento dei costi secondo il modello ROSS-base è stato rappresentato nel documento per la consultazione 615/2021/R/com e viene qui riportato, per comodità, nella Figura 3.

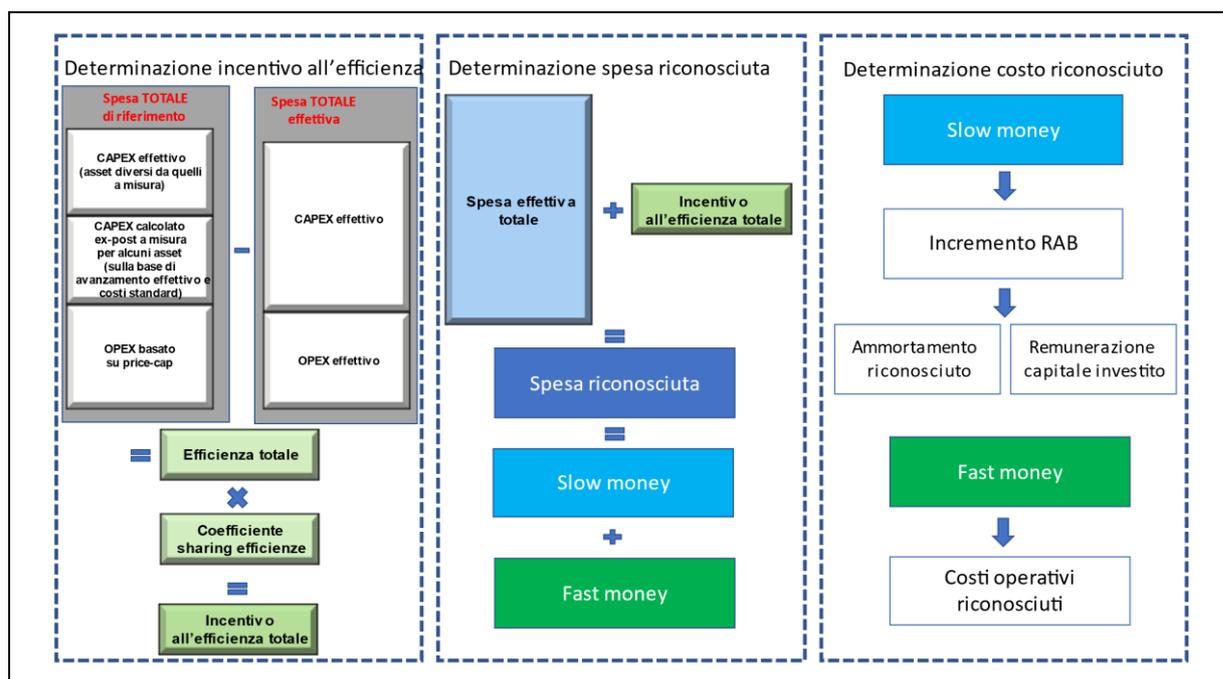


Figura 3 - Schema concettuale ROSS-base

12.2 Come indicato nel documento per la consultazione 615/2021/R/com il processo di riconoscimento dei costi secondo il nuovo schema può essere scomposto in più fasi:

- definizione della *spesa totale di riferimento*;
- determinazione della *spesa totale effettiva*;
- determinazione del recupero di *efficienza totale* rispetto alla spesa di riferimento;
- applicazione di un meccanismo di *sharing* delle efficienze (e delle inefficienze);
- determinazione della *spesa totale riconosciuta*;
- applicazione del tasso di capitalizzazione con individuazione delle porzioni della spesa totale riconosciuta che vanno a incrementare la RAB (c.d. *slow money*) e la porzione che invece viene spesa (c.d. *fast money*);
- calcolo del costo riconosciuto ai fini tariffari.

12.3 Nei capitoli che seguono sono illustrati gli orientamenti dell'Autorità per la definizione dei criteri generali relativi alla determinazione dei meccanismi di *sharing* delle efficienze e alla

determinazione dei tassi di capitalizzazione. Le tematiche relative alla determinazione della spesa di riferimento nel modello *ROSS-base* sono già state trattate nella precedente Parte II.

- 12.4 I capitoli finali della presente Parte III sono dedicati all'analisi dei criteri di trattamento delle vite utili regolatorie, delle dismissioni, dei contributi e delle immobilizzazioni in corso.
- 12.5 Ulteriori elementi applicativi del *ROSS-base* sono trattati nella Parte IV del presente documento per la consultazione, unitamente ad altri aspetti relativi all'allineamento dei criteri di regolazione.

### 13. *Sharing* delle efficienze

#### *Richiamo dei contenuti delle Linee Guida*

- 13.1 Nel documento per la consultazione 615/2021/R/com l'Autorità ha delineato i criteri generali che devono guidare la definizione dei meccanismi di incentivo all'efficienza: favorire uno sviluppo efficiente del servizio, tenendo conto, per quanto possibile, dell'esigenza di limitare il potenziale di *gaming* delle imprese regolate e di ridurre l'incentivo a concentrare in un particolare anno i recuperi di efficienza.
- 13.2 Nel medesimo documento 615/2021/R/com, in relazione ai meccanismi di incentivo all'efficienza, sono stati esaminati alcuni modelli di *sharing* delle efficienze sviluppati nel Regno Unito da Ofgem:
  - il *rolling incentive scheme*;
  - la matrice *Information Quality Incentive (IQI)*;
  - il *Totex Incentive Mechanism (TIM)*.
- 13.3 Con il *rolling incentive scheme* la *baseline* di spesa viene aggiustata ogni anno sulla base della spesa effettiva dell'anno precedente e le imprese possono beneficiare dei loro recuperi di efficienza per un numero prefissato di anni indipendentemente dal momento in cui i recuperi sono ottenuti. Questo approccio sembra quindi consentire di superare uno dei limiti dell'attuale approccio che, invece, spinge le imprese a concentrare nei primi anni del periodo regolatorio i recuperi di efficienza e limita anche l'incentivo a spostare, per quanto possibile, i costi nel tempo al fine di massimizzare i ritorni. Se i recuperi di efficienza sono conseguiti in anni diversi dal primo, i benefici possono essere trattenuti comunque per un periodo pari al periodo di regolazione.
- 13.4 L'obiettivo di questo approccio è dunque quello di livellare gli incentivi all'efficienza nel tempo, in modo che non ci siano incentivi che possano favorire la concentrazione dei recuperi di efficienza in specifici anni con potenziale distorsione di quelle che potrebbero essere le scelte delle imprese sui percorsi di efficientamento.
- 13.5 La matrice *IQI*, adottata da Ofgem nel RIIO-1, è stata sperimentata nella regolazione dell'Autorità per il riconoscimento dei costi di capitale degli *smart meter 2G* del settore elettrico. Nella matrice *IQI* gli incentivi all'efficienza (percentuali delle maggiori/minori efficienze conseguite) sono combinati con incentivi volti a ottenere dalle imprese previsioni di spesa il più possibile veritiere. Tale matrice ha il pregio di consentire una modulazione degli incentivi all'efficienza in funzione del grado di affidabilità delle previsioni di spesa. Per contro, se applicata su orizzonte annuale, soffre lo svantaggio di poter fornire incentivi netti (premi superiori alle penalità) nel caso di meri spostamenti intertemporali di spese

correttamente previste. Effetti simili si possono verificare anche nel caso di raggiungimento dei limiti della matrice *IQI*.

- 13.6 Il *TIM*, introdotto da Ofgem nel RIIO-2, ha sostituito il meccanismo basato sulla matrice *IQI* che non aveva portato gli esiti desiderati come strumento volto a ridurre l'asimmetria informativa tra imprese e regolatore.
- 13.7 Il *TIM* è semplice nella sua struttura: nel precedente britannico prevede che annualmente, con un *lag* di due anni, sia calcolata la differenza tra spesa totale effettiva e la *baseline* di spesa (calcolata sulla base dell'esame dei *business plan*). Su tale differenza è applicato un coefficiente di ripartizione delle maggiori/minori efficienze, basato su un tasso di incentivo all'efficienza. Il prodotto delle maggiori/minori efficienze per il coefficiente di ripartizione costituisce il c.d. *TIM* che viene sommato alla *baseline* di spesa definita sulla base dell'esame dei *business plan* ai fini della determinazione della spesa riconosciuta.
- 13.8 Nella esperienza britannica il tasso di incentivo all'efficienza è differenziato per impresa e dipende dal livello di affidabilità della previsione di spesa formulata dall'impresa valutato dal regolatore. Più alto è il livello di affidabilità, nella valutazione del regolatore, più alta è la percentuale della differenza tra spesa effettiva e spesa prevista che viene lasciata in capo alle imprese.

#### ***Principali elementi emersi dalla consultazione***

- 13.9 Nell'ambito della consultazione la maggior parte dei soggetti non ha fornito commenti specifici né ha espresso preferenze rispetto a specifici meccanismi di *sharing*. In generale è stata sottolineata l'importanza di assicurare che i meccanismi adottati diano adeguati incentivi alle imprese per contenere i costi al di sotto della *baseline* e per cercare di migliorare l'efficienza. In assenza di adeguati incentivi difficilmente le imprese, secondo quanto è stato indicato nell'ambito della consultazione, potranno innovare e ridurre ulteriormente i costi, anche in relazione al fatto che sono stati realizzati importanti processi di efficientamento ed è sempre più difficile fare efficienza.
- 13.10 Un soggetto ha sottolineato che ci sono pochi spazi per il *cost-padding* e anche poche possibilità di spostare nel tempo i recuperi di efficienza. Rispetto ai possibili meccanismi di *sharing*, il meccanismo di *rolling incentive* viene giudicato appropriato per consentire alle imprese di beneficiare delle efficienze conseguite per un certo numero di anni indipendentemente da quando le efficienze sono conseguite; lo stesso soggetto giudica il *TIM* come più semplice da applicare rispetto alla matrice *IQI*. Un altro soggetto ritiene preferibile il meccanismo del *rolling incentive* rispetto ai meccanismi *TIM* e *IQI*, in quanto tale meccanismo sembrerebbe in grado di eliminare le distorsioni nelle scelte degli operatori in merito alla tempistica temporale delle miglorie/efficientamenti da realizzare.
- 13.11 Un soggetto ha ricordato che gli incentivi all'efficienza sin qui utilizzati hanno consentito importanti recuperi di produttività e ha segnalato l'esigenza che anche i futuri meccanismi dovrebbero offrire lo stesso livello di potenza dell'incentivo, anche se lo stesso soggetto reputa più difficile conseguire ulteriori efficienze.
- 13.12 Secondo un soggetto la cadenza annuale ipotizzata per il trasferimento delle maggiori efficienze ai clienti smorza l'incentivo a ridurre i costi rispetto all'attuale approccio che prevede invece meccanismi di *sharing* alla fine del periodo di regolazione.
- 13.13 Un soggetto ritiene cruciale che il meccanismo di efficientamento porti a una convergenza dei costi riconosciuti per le imprese di diversa dimensione e suggerisce meccanismi

differenziati per impresa (non solo sulla base della dimensione), ma anche in base ad altri fattori quali l'affidabilità delle previsioni di spesa, come previsto nel caso inglese.

- 13.14 Un soggetto ha poi manifestato preoccupazione per una possibile sovrapposizione dei meccanismi di efficientamento (definizione della *baseline* e *sharing* annuale) e ha sottolineato che nella distribuzione del gas ci sono già meccanismi di *sharing* delle efficienze, quali gli sconti offerti in sede di gara e i canoni da riconoscere agli enti concedenti. La preoccupazione per la possibile sovrapposizione dei meccanismi è stata rappresentata anche da un altro soggetto.
- 13.15 Un soggetto ha segnalato l'esigenza che gli incentivi all'efficienza tengano anche conto dell'innovazione richiesta per i processi di digitalizzazione.

### **Principali elementi emersi dai focus group**

- 13.16 La tematica dei meccanismi di *sharing* delle efficienze è stata affrontata anche nell'ambito dei *focus group*. La maggior parte dei soggetti ha evidenziato il livello di efficienza che è stato raggiunto grazie all'attuale assetto regolatorio e ha enfatizzato, pur senza fornirne evidenza, che elevati livelli di efficienza nella spesa di capitale sarebbero stati raggiunti anche sotto un regime di regolazione *rate-of-return*.
- 13.17 Nell'ambito dei *focus group* è emersa la preoccupazione che l'Autorità voglia fissare obiettivi di efficienza difficili da raggiungere.
- 13.18 Un operatore ha segnalato l'esigenza di adottare un approccio *forward-looking* per la fissazione della spesa di riferimento relativa agli *opex*. Secondo lo stesso operatore l'efficienza andrebbe vista più in termini di valore aggiunto o efficacia con rispetto a predeterminati obiettivi e benefici per il sistema. Alcuni soggetti hanno suggerito l'applicazione di coefficienti di ripartizione delle maggiori efficienze differenziati per impresa, tenendo conto delle dimensioni, del contesto specifico e delle efficienze già conseguite. Un soggetto ritiene che se il *profit sharing* delle efficienze è applicato su base annuale invece che sull'intero periodo di regolazione, un'adeguata parte dei benefici legati a riduzioni dei costi dovrebbe comunque essere lasciato alle imprese.
- 13.19 Preoccupazioni per potenziali effetti di duplicazione degli strumenti di efficientamento, già emersa nella consultazione, è stata rappresentata da un paio di soggetti anche nell'ambito del *focus group*.
- 13.20 In generale i soggetti che hanno partecipato ai *focus group* sono sembrati più preoccupati del livello della potenza dell'incentivo<sup>5</sup> piuttosto che del tipo di meccanismo che viene applicato e che dovrà essere definito con maggiori dettagli dall'Autorità.

### **Opzione di regolazione E1 - meccanismo di incentivazione**

- 13.21 L'Autorità, come anticipato nel documento 615/2021/R/com, rispetto alla scelta del meccanismo di incentivazione all'efficienza ritiene opportuno prevedere una specifica **opzione di regolazione E1**.
- 13.22 Il meccanismo di *sharing* delle efficienze applicato per trattare i casi di costo effettivo minore del costo di riferimento (*outperformance*) e di costo effettivo maggiore del costo di

---

<sup>5</sup> La potenza dell'incentivo può essere espressa dal rapporto tra la quota del beneficio che viene lasciata all'impresa e l'ammontare del beneficio sistemico conseguente a una riduzione dei costi.

riferimento (*underperformance*) costituisce un elemento importante dell'approccio *ROSS* (base e integrale), come sottolineato anche dai soggetti che hanno partecipato alla consultazione e ai *focus group*.

- 13.23 È opportuno chiarire che il meccanismo di *sharing* delle efficienze nel contesto della versione *ROSS-base-T* è collegato unicamente al percorso di efficientamento definito dal *price cap* applicato ai costi operativi, mentre nel contesto della versione *ROSS-base-R* rifletterà anche i recuperi di efficienza conseguiti rispetto al *benchmark* sia in relazione agli *opex* sia in relazione ai *capex*.
- 13.24 Gli obiettivi di efficientamento indicano il livello ritenuto efficiente e a cui le imprese devono tendere; di norma gli obiettivi di efficientamento vengono fissati a un livello tale da consentire all'operatore efficiente di realizzare una *outperformance*.
- 13.25 A posteriori è possibile misurare le maggiori efficienze conseguite rispetto al livello obiettivo. Il meccanismo di *sharing* consente di ripartire tra imprese e clienti del servizio le maggiori efficienze conseguite rispetto agli obiettivi assegnati dal regolatore. Reciprocamente, sono ripartite tra imprese e utenti del servizio le minori efficienze rispetto ai livelli obiettivo.
- 13.26 Non si ritiene dunque che il meccanismo di *sharing*, in linea generale, comporti una sovrapposizione di meccanismi di efficientamento rispetto alla definizione di un sentiero di efficientamento. I due strumenti, definizione di un sentiero di efficienza con applicazione del *price cap* e meccanismo di *sharing* sono tra di loro compatibili. L'importante è che siano correttamente calibrati al fine di dare alle imprese il giusto incentivo a migliorare l'efficienza nella produzione del servizio (si veda la Figura 4).

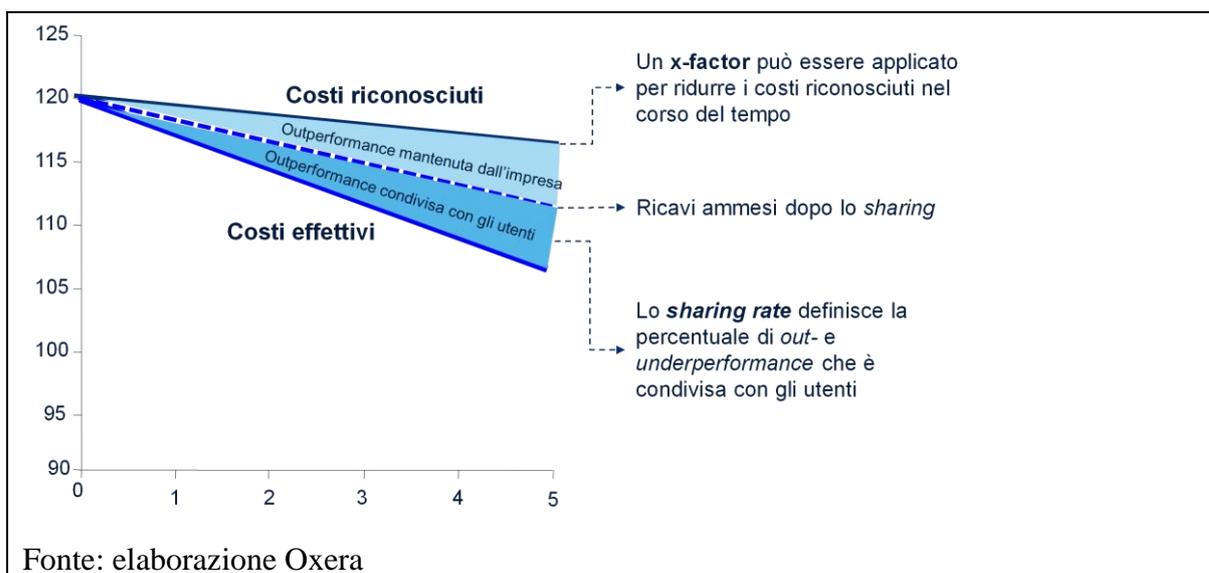


Figura 4 – Definizione dei costi riconosciuti (*baseline*) e *sharing* delle efficienze

- 13.27 Peraltro, in relazione a quanto emerso nell'ambito della consultazione e dei *focus group* rispetto ai rischi di sovrapposizione dei diversi meccanismi, l'Autorità, nel primo periodo di regolazione in cui si applica il modello *ROSS-base*, intende valutare l'ipotesi di riconoscere separatamente la quota delle maggiori efficienze conseguite nei periodi regolatori precedenti al fine della determinazione del costo riconosciuto. Questa ipotesi consente di non modificare l'ammontare dei benefici conseguiti nei precedenti periodi di regolazione lasciati alle imprese nel periodo di regolazione successivo, in analogia all'approccio attuale. È vero che ciascun periodo di regolazione è indipendente e che non possono formarsi affidamenti sulle scelte future del regolatore, ma è anche vero che, in continuità di criteri, le imprese avrebbero

mantenuto una quota (decrescente) delle maggiori efficienze conseguite nei periodi precedenti secondo il sentiero individuato con l'applicazione dell'*X-factor*.

- 13.28 L'Autorità ritiene condivisibile l'esigenza che gli obiettivi di recupero di efficienza siano fissati con una logica *forward*, come segnalato da alcuni soggetti. Nell'esperienza degli ultimi anni, la consapevolezza dei grossi recuperi di efficienza conseguiti nel passato, rimarcata da numerosi soggetti nell'ambito della consultazione e dei *focus group*, ha indotto l'Autorità a fissare, in linea generale, il livello obiettivo dei costi del servizio a fine periodo pari al livello del costo effettivo riscontrato nell'anno *test*, senza richiedere ulteriori recuperi di produttività. Rispetto a tale impostazione, nell'ambito dell'approccio *ROSS* l'Autorità ritiene necessario rafforzare le analisi di produttività con logiche previsionali, al fine di meglio individuare gli obiettivi di efficientamento.
- 13.29 Gli obiettivi di efficientamento saranno fissati per i costi operativi secondo le logiche del *price cap*, in sostanziale continuità di criteri con quelli adottati nell'attuale quadro regolatorio, mentre per i costi di capitale, come già indicato, i livelli dei costi *standard*, ove già disponibili o sviluppati, potranno essere utilizzati a fini di monitoraggio nella prima fase di introduzione del modello *ROSS-base (ROSS-base-T)* e, solo in una seconda fase (*ROSS-base-R*), come *benchmark* ai fini della spesa ammissibile al riconoscimento tariffario.
- 13.30 Come emerso in consultazione e dai *focus group*, la potenza dell'incentivo, ossia la quota dei benefici che viene lasciata alle imprese sul totale dei benefici conseguiti, è un elemento rilevante nella definizione dei meccanismi di *sharing*. La combinazione del sentiero di sviluppo della *baseline* di spesa, del meccanismo e dei coefficienti di *sharing* delle maggiori efficienze forniscono il quadro di riferimento per i percorsi di efficientamento delle imprese. Una giusta calibrazione degli incentivi appare dunque di grande importanza al fine di assicurare l'economicità del servizio.
- 13.31 In relazione allo sviluppo dei meccanismi di *sharing* delle maggiori efficienze conseguite rispetto ai livelli obiettivo, l'Autorità intende valutare tre diverse opzioni. Rispetto allo spettro di possibilità valutate nell'ambito del documento per la consultazione 615/2021/R/com l'Autorità, infatti, ritiene opportuno accantonare l'ipotesi di utilizzo della matrice *IQI* anche in relazione alle criticità mostrate dall'esperienza inglese, in particolari ai limiti nella possibilità per il regolatore di stimare in modo puntuale l'evoluzione futura dei costi.
- 13.32 L'Autorità ritiene opportuno precisare che la potenza dell'incentivo, intesa come quota dei benefici di sistema conseguiti grazie alla riduzione dei costi che viene lasciata in capo alle imprese e misurata come rapporto tra il *net present value* dei benefici lasciati all'impresa rispetto al *net present value* dei benefici sistemici, verrà fissata a un livello adeguato rispetto all'obiettivo di favorire l'efficientamento del sistema. I coefficienti di *sharing* che saranno utilizzati nei diversi schemi di regolazione esaminati nel seguito saranno calibrati in modo da raggiungere il livello obiettivo in termini di potenza dell'incentivo.
- 13.33 L'Autorità intende valutare le seguenti opzioni:
- a) **Opzione E1.0 (opzione nulla)** – mantenere l'attuale meccanismo di *sharing* di fine periodo. L'attuale meccanismo, in generale, prevede che alla fine di ciascun periodo di regolazione si confronti il livello dell'*opex* effettivo con il livello dell'*opex* ammesso dalla regolazione. In caso di *outperformance* il 50% delle maggiori efficienze conseguite a fine periodo viene trasferito ai clienti del servizio a partire dal primo anno del successivo periodo di regolazione. Il restante 50% viene restituito gradualmente (mediante l'*x-factor* applicato nel periodo successivo) ai clienti del servizio nel corso dello stesso successivo periodo di regolazione. La potenza dell'incentivo (inteso come rapporto tra i benefici lasciati all'impresa e i benefici di

sistema derivanti dalla riduzione del costo) dell'attuale meccanismo di regolazione, nell'ipotesi che le imprese concentrino gli sforzi di efficientamento all'inizio del periodo di regolazione, può essere stimata intorno al 30%.

- b) **Opzione E1.A** – adottare un *totex incentive mechanism (TIM)* annuale. In ciascun anno del periodo di regolazione il livello della spesa effettiva viene confrontata con il livello della spesa di riferimento. Il *TIM* può essere adottato con *lag* di un anno oppure con *lag* di durata superiore. Nel caso di *lag* di 1 anno, se l'impresa nell'anno *t* ha una spesa effettiva inferiore alla spesa di riferimento, trattiene integralmente per quell'anno il beneficio derivante dalla riduzione di costo. Nell'anno successivo, rispetto alle maggiori efficienze conseguite nell'anno precedente, si procede a uno *sharing* con i clienti del servizio, mediante l'applicazione un coefficiente di ripartizione delle maggiori/minori efficienze. Il prodotto delle maggiori/minori efficienze per il coefficiente di ripartizione costituisce il c.d. *TIM* che viene sommato algebricamente alla *baseline* di spesa ai fini della determinazione dei ricavi ammessi. Nel caso di *lag* di due anni l'impresa trattiene interamente le riduzioni di costo (e specularmente eventuali aumenti di costo) per due anni invece di uno.
- c) **Opzione E1.B** – adottare un *rolling incentive mechanism (RIM)*. In ciascun anno del periodo di regolazione il livello della spesa effettiva viene confrontata con il livello della spesa di riferimento. Il meccanismo è *rolling* in quanto le maggiori efficienze/minori efficienze vengono calcolate rispetto al livello raggiunto nell'anno precedente. Le maggiori efficienze rispetto agli efficientamenti dell'anno precedente vengono lasciate all'impresa per un certo numero di anni (analogamente se si tratta di maggiori costi).

13.34 L'**opzione E1.0** rappresenta l'approccio oggi in vigore. Questa opzione non appare compatibile con il calcolo annuale dell'incentivo all'efficienza totale prospettato nel modello *ROSS-base* e viene presentata solo per completezza di analisi.

13.35 L'**opzione E1.A** è un meccanismo di semplice enunciazione e applicazione. In ciascun anno la spesa effettiva viene confrontata con la *baseline di spesa*. Nell'anno in cui la maggiore efficienza/minore efficienza è conseguita tutta la differenza è lasciata all'impresa, nell'ipotesi di *lag* pari a 1 anno<sup>6</sup>. Nell'anno successivo una percentuale di questa differenza viene lasciata alle imprese, la parte restante è trasferita ai clienti finali. Tale meccanismo consente di evitare incentivi a concentrare in recuperi di efficienza in un certo anno e quindi si ritiene possa favorire scelte ottimali da parte delle imprese anche sul momento in cui procedere a razionalizzazioni ed efficientamenti. Tale approccio assicura che i benefici derivanti dalle maggiori efficienze siano condivisi con i clienti del servizio. Il meccanismo è simmetrico, per cui anche eventuali minori efficienze rispetto alla *baseline* sono condivise con i clienti del servizio. I coefficienti di ripartizione delle maggiori/minori efficienze possono essere definiti per singola impresa o per singolo servizio. Nell'esperienza di Ofgem questo meccanismo è applicato con un *lag* di 2 anni. Nel *Box 2* è presentato un esempio di applicazione del *TIM*.

---

<sup>6</sup> Nel caso di *lag* di 2 anni la differenza è lasciata interamente all'impresa per un periodo di due anni.

### **IL CASO:**

Si ipotizza che il primo anno di applicazione del *ROSS-base-R* sia il 2024 e che l'applicazione sia riferita a un periodo regolatorio di durata di 4 anni.

Si assume che la spesa effettiva abbia il seguente andamento:

*capex*: pari a 80 in ciascuno degli anni 2024, 2025, 2026 e 2027

*opex*: pari a 18 nel 2024, 16 nel 2025, 16 nel 2026 e 16 nel 2027.

La baseline di spesa *opex* è pari a 20 per tutto il periodo di regolazione.

Il tasso di capitalizzazione è pari all'80%.

### **ESEMPIO DI APPLICAZIONE DI TIM NEL PERIODO REGOLATORIO**

Si ipotizza l'applicazione di un meccanismo *TIM* con *lag* di 1 anno e con coefficiente di *sharing* del 50%. Ciò significa che il meccanismo di *sharing* è applicato nell'anno  $t+1$  rispetto all'anno  $t$  a cui è riferita la spesa. In altri termini nell'anno  $t+1$  l'impresa restituisce al cliente il 50% (nell'ipotesi in esame) del beneficio trattenuto l'anno precedente. Essendo il *TIM* un meccanismo che si applica per periodo regolatorio: 1) l'ipotesi di un *lag* di 1 anno implica che nel primo anno del periodo regolatorio la spesa ammessa è calcolata sulla base della *baseline* senza correzioni per effetto dell'applicazione del meccanismo di *sharing*; 2) eventuali recuperi di efficienza nell'ultimo anno del periodo regolatorio (sotto l'ipotesi che il periodo regolatorio sia di 4 anni) non producono effetti sui riconoscimenti tariffari del periodo regolatorio corrente. I livelli di efficienza a fine periodo sono poi considerati ai fini della fissazione della *baseline* del periodo regolatorio successivo.

Nel 2024 la spesa ammissibile è pari a 100 e l'impresa trattiene interamente la maggiore efficienza (2) conseguita nello stesso anno. La quota *slow money* è pari a 80 e la quota *fast money* è pari a 20.

Nel 2025 la spesa ammissibile è pari a 99 e l'impresa restituisce il 50% della maggior efficienza conseguita nel 2024. La quota *slow money* è pari a 79,2 e la quota *fast money* è pari a 19,8.

Nel 2026 e nel 2027 la spesa ammissibile è 98. La quota *slow money* è pari a 78,4 e la quota *fast money* è pari a 19,6.

### **EFFETTO PER IL SUCCESSIVO PERIODO REGOLATORIO**

I livelli di efficienza a fine periodo sono poi considerati ai fini della fissazione della *baseline* del periodo regolatorio successivo. Quindi nell'esempio in esame, se si assume che la *baseline* del periodo regolatorio successivo è fissata pari alla spesa effettiva dell'ultimo anno del periodo regolatorio (96), la spesa ammissibile nel 2028, primo anno del nuovo periodo, è pari a 94, in quanto l'impresa restituisce il 50% delle maggiori efficienze trattenute nel 2027.

### **Box 2 – Esempificazione del TIM**

- 13.36 L'opzione **E1.B** consente alle imprese di trattenere una quota delle maggiori efficienze (o simmetricamente delle minori efficienze) conseguite rispetto all'anno precedente per un certo numero di anni che può anche estendersi al di fuori del periodo di regolazione nel quale il recupero di efficienza viene conseguito. Tale opzione differisce dall'opzione E1.A principalmente in relazione al fatto che è adottato un meccanismo *rolling*, per cui l'obiettivo di spesa viene aggiornato ogni anno sulla base delle maggiori efficienze conseguite nell'anno precedente. Di norma il periodo di tempo rispetto al quale viene tenuta in capo all'impresa la porzione di maggiori efficienze conseguite (o simmetricamente la porzione di minori efficienze conseguite) è più lungo rispetto al *TIM*. Tipicamente si può ipotizzare che nell'anno  $t$  l'impresa trattienga il 100% delle maggiori/minori efficienze conseguite. Nei tre anni successivi alle imprese viene lasciata una quota parte di tali maggiori/minori efficienze conseguite in modo tale che nel complesso i benefici siano equivalenti al caso in cui l'impresa

trattenga per un determinato numero di anni (quattro anni, sulla base dell'esempio nel *box* di seguito) una quota delle efficienze pari all'incentivo all'efficienza. L'incentivo definisce quale quota delle efficienze conseguite nell'anno  $t$  viene lasciata alle imprese nel periodo che va da  $t+1$  a  $t+3$ . Analogamente all'opzione E1.A, tale meccanismo consente di evitare incentivi a concentrare in recuperi di efficienza in un certo anno e quindi si ritiene possa favorire scelte ottimali da parte delle imprese anche sul momento in cui procedere a razionalizzazioni ed efficientamenti e assicura che i benefici derivanti dalle maggiori efficienze siano condivisi con i clienti del servizio. Nel Box 3 è riportato un esempio di *RIM*.

#### **IL CASO**

Si ipotizza che il primo anno di applicazione del *ROSS-base-R* sia il 2024 e che l'applicazione sia riferita a un periodo regolatorio di durata di 4 anni.

Si assume che la spesa effettiva abbia il seguente andamento:

*capex*: pari a 80 in ciascuno degli anni 2024, 2025, 2026 e 2027

*opex*: pari a 18 nel 2024, 16 nel 2025, 16 nel 2026 e 16 nel 2027.

La *baseline* di spesa *opex* è pari a 20 per tutto il periodo di regolazione.

Il tasso di capitalizzazione è pari all'80%.

#### **ESEMPIO DI APPLICAZIONE DI RIM**

Si ipotizza l'applicazione di un meccanismo *RIM* con *lag* di 1 anno, con coefficiente di *sharing* del 50% e periodo di trattenimento delle maggiori efficienze di quattro anni (ciò significa che se il recupero di efficienza viene conseguito nell'anno  $t$ , l'impresa nell'anno  $t$  trattiene tutto il beneficio, mentre nei tre anni successivi, da  $t+1$  a  $t+3$ , trattiene la quota parte del beneficio ad essa spettante, in relazione ai recuperi dell'anno  $t$ , sulla base dell'incentivo all'efficienza (pari a 1-coefficiente di *sharing*) al netto di un terzo della quota parte del beneficio relativo al recupero di efficienza dell'anno  $t$  che spetta ai clienti del servizio sulla base del coefficiente di *sharing*. A partire dall'anno  $t+4$  tutto il beneficio è lasciato ai clienti del servizio.

Quindi in ciascun anno la spesa ammissibile è pari alla somma della spesa effettiva dell'anno precedente e della somma degli incentivi che spettano all'impresa al netto della parte restituita ai clienti del servizio.

Il meccanismo si applica a tutti gli anni del periodo regolatorio. In relazione a recuperi di efficienza conseguiti negli ultimi anni, il meccanismo si estende anche al periodo regolatorio successivo.

Nel 2024 la spesa ammissibile è pari a 100 e l'impresa trattiene interamente la maggiore efficienza (2) conseguita nello stesso anno. La quota *slow money* è pari a 80 e la quota *fast money* è pari a 20.

Nel 2025 la spesa ammissibile è pari a 98,67, ossia pari alla somma della spesa effettiva del 2024 (98) e l'incentivo all'impresa (1) al netto di un terzo del beneficio spettante ai clienti del servizio (0,33). La quota *slow money* è pari a 78,93 e la quota *fast money* è pari a 19,73.

Nel 2026 la spesa ammissibile è pari a 97,33, ossia pari alla somma della spesa effettiva del 2025 e degli incentivi all'impresa per i recuperi di efficienza degli anni 2024 e 2025, pari, ciascuno, a 0,67. La quota *slow money* è pari a 77,87 e la quota *fast money* a 19,47.

Non essendosi registrati ulteriori recuperi di efficienza dopo il 2025 anche nel 2027 la spesa ammissibile è pari a 97,33, ossia pari alla somma della spesa effettiva del 2026 e degli incentivi all'impresa per i recuperi di efficienza degli anni 2024 e 2025, pari, ciascuno, a 0,67. La quota *slow money* è pari a 77,87 e la quota *fast money* a 19,47.

#### **RIM e periodo regolatorio**

Il meccanismo di riconoscimento degli incentivi, in relazione a recuperi di efficienza conseguiti negli ultimi anni del periodo regolatorio, il meccanismo si estende anche al periodo regolatorio successivo.

#### **Box 3 – Esempificazione del RIM**

13.37 Nella Tabella 1 è riportata una griglia di valutazione sintetica delle tre opzioni. Appare opportuno ricordare che la valutazione ha per oggetto la comparazione dei modelli che sono stati valutati, in linea generale, come idonei per gli incentivi all'efficienza nel contesto del ROSS. Come già anticipato, agendo su coefficienti di *sharing* e periodo di incentivazione (ossia periodo in cui le imprese trattengono interamente o in parte i benefici conseguenti alla riduzione dei costi) i diversi modelli possono portare a un medesimo livello di potenza degli incentivi. La valutazione dei modelli viene effettuata sulla base dell'efficacia nel favorire un aumento di produttività totale, di consistenza con gli altri obiettivi e di fattibilità.

Obiettivi specifici	Opzione E1.0	Opzione E1.A	Opzione E1.B
a) efficacia nel favorire un aumento di produttività totale	<b>BASSA</b> – incentiva le imprese a riprofilare ciclicamente la spesa (in particolare nell'anno base)	<b>ALTA</b> – consente alle imprese di trattenere una porzione fissa dei recuperi di efficienza e consente una condivisione dei benefici in modo tempestivo	<b>MEDIO-ALTA</b> – consente di trattenere i benefici per un periodo più lungo. Il meccanismo è però piuttosto complesso e questo potrebbe incidere sulla sua efficacia
b) consistenza con gli altri obiettivi	<b>BASSA</b> – incentiva le imprese a riprofilare la spesa. Ciò può condurre anche a distorcere le decisioni <i>opex/capex</i> , con possibili impatti in termini di rendimenti eccessivi	<b>ALTA</b> – la presenza di un incentivo all'efficienza induce a ridurre i ritorni ottenuti grazie a incentivi distorti	<b>MEDIA</b> – la presenza di un incentivo all'efficienza induce a ridurre i ritorni ottenuti grazie a incentivi distorti, ma se le imprese aumentano i costi possono trattenerne i benefici per un periodo più lungo
c) fattibilità	<b>ALTA</b> – il meccanismo è di più agevole applicazione	<b>MEDIO-ALTA</b> – richiede un processo di iterazione annuale per la determinazione degli incentivi ROSS	<b>BASSA</b> – il meccanismo è piuttosto complesso, soprattutto se combinato con <i>lag</i> e coefficienti di <i>sharing</i> , in quanto il prolungarsi del periodo di trattenimento dei maggiori benefici rende necessario tenere una traccia più profonda delle maggiori efficienze conseguite
<b>Valutazione complessiva</b>	<b>MEDIO-BASSA</b>	<b>ALTA</b>	<b>MEDIA</b>

Tabella 1 – Confronti opzioni E1

#### *Alcune considerazioni in relazione al trattamento dell'inflazione*

13.38 L'Autorità ritiene opportuno, in linea generale, prevedere che i costi riconosciuti tengano conto delle dinamiche inflattive. Al fine di evitare che errori di stima dell'inflazione in sede

previsiva possano gravare sui clienti o sulle imprese, l’Autorità reputa opportuno prevedere un aggiustamento annuale dei costi riconosciuti basato sulle dinamiche effettive di inflazione.

- 13.39 L’Autorità ritiene che l’attuale approccio adottato per gestire le dinamiche inflattive sia adeguato. In questa prospettiva la *baseline* di spesa fissata *ex ante* verrebbe aggiornata ai fini della determinazione della spesa ammissibile sulla base del tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati, rilevato dall’Istat, per la parte riferita all’*opex* e in base al tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall’Istat, riferito agli ultimi quattro trimestri disponibili sulla base del calendario di pubblicazione dell’Istat, per la parte riferita al *capex*.

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

- S5. Osservazioni rispetto all’opzione di regolazione E1.
- S6. Al fine di mantenere l’efficacia dell’incentivo all’efficientamento, nell’ipotesi di adozione del *TIM* si ritiene ragionevole l’adozione di un lag di due anni e un coefficiente di *sharing* del 30% (l’impresa beneficia del 100% del recupero conseguito per due anni e del 70% nell’anno successivo), in caso di applicazione del *TIM*, e quale quota e quale periodo di trattenimento delle maggiori efficienze si ritengono ragionevoli invece nell’ipotesi di adozione del *RIM*? Motivare la risposta.
- S7. Osservazioni rispetto alle ipotesi per il trattamento dell’inflazione.
- S8. Si ritiene che il deflatore degli investimenti fissi lordi sia adeguato a rappresentare le dinamiche inflattive delle spese di capitale?

## **14. Tassi di capitalizzazione**

### ***Richiamo del contenuto delle Linee guida***

- 14.1 Come indicato nel documento per la consultazione 615/2021/R/com la scelta di adottare tassi di capitalizzazione fissati dal regolatore in luogo dei tassi effettivi di capitalizzazione mira a ridurre il rischio che le politiche di bilancio possano incidere sui riconoscimenti tariffari, con “incremento” dei costi operativi in corrispondenza dell’anno *test* e spostamento dei costi verso le spese di capitale negli altri anni.
- 14.2 Il tasso di capitalizzazione determina la porzione di costi capitalizzata ai fini regolatori mediante incremento della RAB e ha effetto sia, dal punto di vista del cliente del servizio, in termini di costo del servizio, sia, dal punto di vista degli operatori, in termini di finanziabilità.
- 14.3 La scelta del tasso di capitalizzazione gioca anche un ruolo importante nei confronti dei clienti, operando un bilanciamento degli oneri tra clienti attuali e clienti futuri del servizio.
- 14.4 I tassi di capitalizzazione potrebbero essere fissati *ex ante* e mantenuti costanti per l’intero periodo di regolazione, in modo da migliorare la prevedibilità dello schema di riconoscimento dei costi. D’altra parte, potrebbero anche essere previsti dei meccanismi di aggiustamento *ex post*, basati su meccanismi di gestione delle incertezze (in proposito si veda il successivo capitolo 18).

- 14.5 Nell'esperienza britannica del RIIO-1, Ofgem, al fine di fissare il tasso di capitalizzazione, ha considerato il tasso medio di capitalizzazione storico effettivo delle imprese valutato su un orizzonte di otto anni, i livelli di capitalizzazione utilizzati dalle imprese nelle precedenti determinazioni delle tariffe e anche il livello di innovazione tecnologica introdotto. Rispetto a quest'ultimo aspetto Ofgem ha previsto tassi di capitalizzazione particolarmente ridotti a fronte di *business plan* ben dettagliati.
- 14.6 Nel RIIO-2, Ofgem ha adottato tassi di capitalizzazione fissati *ex ante* basati sul peso delle previsioni, di norma quinquennali, delle differenti categorie di spesa.
- 14.7 In generale, l'approccio di Ofgem per fissare i tassi di capitalizzazione considera un ampio spettro di evidenze storiche e prospettiche. In alcuni casi i tassi di capitalizzazione possono variare per riflettere condizioni specifiche delle imprese. Per approfondimenti rispetto all'esperienza Ofgem si rimanda al *report* Oxera riportato in appendice al documento per la consultazione 615/2021/R/com.
- 14.8 Ai fini della fissazione dei tassi di capitalizzazione nozionali *ex ante* nell'ambito dell'approccio *ROSS-base* l'Autorità ritiene ragionevole fare riferimento a dati medi riferiti ai singoli servizi basati su medie pluriennali di cinque-dieci anni.
- 14.9 L'Autorità intende poi valutare l'introduzione di specifici meccanismi di aggiustamento *ex-post* che potrebbero essere inseriti nell'ambito di specifici meccanismi di gestione delle incertezze volti a garantire l'equilibrio economico-finanziario delle imprese.

#### ***Elementi emersi dalla consultazione***

- 14.10 Dalla consultazione sono emerse posizioni differenziate. Alcuni operatori concordano con l'approccio basato su analisi retrospettive, mentre altri preferiscono un approccio basato su analisi prospettiche. Un operatore ha segnalato che Ofgem fissa il tasso di capitalizzazione sulla base delle stime formulate nei *business plan* dai singoli operatori sulla ripartizione tra *slow money* e *fast money*.
- 14.11 Alcuni operatori hanno segnalato che se si svolge un'analisi retrospettiva è opportuno non andare troppo indietro nel passato per evitare di cogliere situazioni non più aggiornate. Un soggetto ha suggerito di non andare oltre una profondità di cinque anni; un altro soggetto ha suggerito di non andare oltre 2-3 anni.
- 14.12 Alcuni operatori hanno indicato l'esigenza di adottare tassi di capitalizzazione differenziati per impresa. Un soggetto suggerisce la differenziazione per settore.
- 14.13 Esigenze di prevedere meccanismi di gestione delle incertezze sono state segnalate da due soggetti. In particolare, due soggetti hanno segnalato l'esigenza di prevedere meccanismi di gestione dell'incertezza che consentano l'aggiustamento dei tassi di capitalizzazione fissati *ex ante* dove necessario per assicurare l'equilibrio economico finanziario dell'impresa o per riflettere cambiamenti non prevedibili *ex ante*. Un soggetto ha segnalato l'esigenza di tener conto delle possibili implicazioni connesse alle modalità di rilevazione in bilancio dei ricavi e degli investimenti. Un soggetto, contrario all'approccio identificato dall'Autorità, ritiene che i tassi di capitalizzazione debbano essere fissati sulla base delle evidenze contabili di ciascun operatore. Un soggetto concorda con l'ipotesi di fissare *ex ante* i tassi di capitalizzazione, come proposto dall'Autorità.
- 14.14 Un soggetto ha segnalato l'esigenza di adottare un approccio graduale e prudente considerate le inevitabili ripercussioni in termini economici e finanziari per gli operatori.

- 14.15 Un soggetto ha rimarcato che le politiche di capitalizzazione non dipendono da scelte opportunistiche ma dall'efficienza delle opzioni *make or buy*.

### **Elementi emersi dai focus group**

- 14.16 Nell'ambito dei *focus group* è stata sottolineato che la fissazione dei tassi di capitalizzazione è uno dei parametri chiave nella calibrazione del modello *ROSS*.
- 14.17 Rispetto alla preferenza per un'analisi prospettica piuttosto che retrospettiva, la maggior parte dei soggetti ha segnalato che l'approccio *forward-looking* appare preferibile soprattutto laddove sono disponibili i *business plan*. Un soggetto concorda sull'applicazione di tassi fondati sulla base di analisi retrospettive. Diversi soggetti sono fortemente contrari ad analisi retrospettive, in quanto preferirebbero orientamenti *forward-looking*, mentre un soggetto ha sottolineato che un approccio che si basa sul passato perpetuerebbe gli attuali problemi di *capex bias*. Un soggetto è favorevole all'approccio prospettato dall'Autorità che dovrebbe mitigare la possibilità di comportamenti opportunistici. La maggior parte dei soggetti chiede almeno qualche aggiustamento per tenere conto della futura evoluzione dei costi.
- 14.18 Nelle valutazioni degli operatori prevale l'orientamento a fissare *ex ante* i tassi di capitalizzazione, anche se un soggetto ne chiede un possibile aggiustamento *ex post*.
- 14.19 Rispetto al livello del tasso di capitalizzazione, alcuni sono favorevoli a tassi di capitalizzazione inferiori a quelli attuali, mentre altri sono contrari.
- 14.20 Un soggetto ha segnalato che l'adozione di tassi medi per servizio potrebbe penalizzare gli operatori di più piccola dimensione e potrebbe portare a quote di *fast money* più elevate.

### **Opzioni di regolazione TC1 e TC2 - tassi di capitalizzazione**

- 14.21 La fissazione dei tassi di capitalizzazione è una scelta importante nella definizione del modello *ROSS-base*.
- 14.22 Anche nell'ambito degli approfondimenti svolti nella consultazione e nei *focus group* sono emerse due dimensioni di analisi: la fonte dei dati ai quali guardare per la costruzione dei tassi di capitalizzazione e l'ampiezza dei dati a cui riferirsi.
- 14.23 In relazione alla fonte dei dati l'Autorità ritiene opportuno sviluppare un'opzione di regolazione (**opzione TC1**) in cui confrontare diverse ipotesi che si distinguono per il tipo di dato utilizzato e per l'orientamento (analisi retrospettiva o analisi prospettica).
- 14.24 L'Autorità intende valutare le seguenti opzioni:
- a) **Opzione TC1.0 (opzione nulla)** – mantenere l'attuale approccio ibrido, con tassi di capitalizzazione determinati *ex post* sulla base dei dati effettivi delle singole imprese (per quanto riguarda le spese di capitale) e sulla base del metodo del *price cap* (per quanto riguarda i costi operativi).
  - b) **Opzione TC1.A** – basare il tasso di capitalizzazione sui dati storici relativi ai costi ammessi al riconoscimento tariffario nel passato (costi operativi riconosciuti e costo dei cespiti entrati in esercizio). Orientativamente si può ipotizzare di considerare la media degli ultimi cinque anni, valutando eventualmente se dare un maggior peso agli ultimi tre anni rispetto ai precedenti.
  - c) **Opzione TC1.B** – basare il tasso di capitalizzazione sui dati storici relativi alla spesa sostenuta dalle imprese (costo effettivo e spesa di capitale, inclusa la parte di spesa

relativa a cespiti non entrati in esercizio). Orientativamente si può ipotizzare di considerare la media degli ultimi cinque anni, valutando eventualmente se dare un maggior peso agli ultimi tre anni rispetto ai precedenti.

- d) **Opzione TC1.C** – basare il tasso di capitalizzazione su dati storici recenti come nell'opzione TC1.B con qualche aggiustamento sulla base di valutazioni *forward-looking*.

- 14.25 L'**opzione TC1.0** rappresenta l'approccio oggi in vigore. Questa opzione viene presentata solo per completezza di analisi.
- 14.26 L'**opzione TC1.A** e l'**opzione TC1.B** si fondano su dati storici. Essendo i dati storici influenzati dal *capex bias*, come si è avuto modo di sottolineare più volte, l'utilizzo di tassi storici di capitalizzazione potrebbe essere corretto mediante l'applicazione di tassi nozionali, da determinarsi anche considerando esperienze internazionali. La scelta tra l'opzione TC1.A e l'opzione TC1.B va fatta considerando quale ipotesi verrà adottata in relazione al trattamento delle immobilizzazioni in corso.
- 14.27 L'**opzione opzione TC1.C** si distingue dalle precedenti in quanto dà maggior peso alle valutazioni prospettiche che potrebbero basarsi, ad esempio, sui piani di sviluppo pluriennale, che sono disponibili per i servizi di trasmissione dell'energia elettrica, di trasporto del gas e di distribuzione dell'energia elettrica (per gli operatori che servono almeno 100.000 clienti finali).
- 14.28 Nella Tabella 2 è riportata una griglia di valutazione sintetica delle quattro opzioni che caratterizzano l'opzione di regolazione TC1. In relazione alle caratteristiche del servizio regolato l'opzione sarà riferita a singole imprese o all'intero servizio.
- 14.29 In relazione all'ampiezza di analisi a cui riferirsi l'Autorità ritiene opportuno sviluppare un'opzione di regolazione (**opzione TC2**) in cui confrontare diverse ipotesi che si distinguono per l'ampiezza di analisi (tassi di capitalizzazione specifici di impresa vs tassi di capitalizzazione differenziati per servizio). In particolare, l'Autorità intende valutare le seguenti opzioni:
- a) **Opzione TC2.0 (opzione nulla)** – mantenere l'attuale approccio ibrido, con tassi di capitalizzazione calcolati (*ex post*) e derivati in maniera implicita per impresa.
  - b) **Opzione TC2.A** – adottare tassi di capitalizzazione (*ex ante*) differenziati per impresa.
  - c) **Opzione TC2.B** – adottare tassi di capitalizzazione (*ex ante*) differenziati per servizio regolato.
  - d) **Opzione TC2.C** – adottare tassi di capitalizzazione (*ex ante*) differenziati per *cluster* per i servizi di distribuzione e differenziati per impresa per gli altri servizi.

e) Obiettivi specifici	Opzione TC1.0	Opzione TC1.A	Opzione TC1.B	Opzione TC1.C
a) efficacia nel favorire un aumento di produttività totale	<b>NULLA</b> – il separato trattamento di <i>opex</i> e <i>capex</i> ha favorito il <i>capex bias</i>	<b>MEDIA</b> – il fatto di prefissare il tasso di capitalizzazione potrebbe aiutare a ridurre il <i>capex bias</i> ; l'utilizzo di dati storici può però internalizzare il passato <i>bias</i> ; la nozione di spesa utilizzata non è coerente con l'ipotesi di trattamento dei LIC prospettata nel seguito	<b>MEDIA</b> – analoga a TC1.A, fatta salva la diversa nozione di spesa utilizzata che appare più coerente con l'ipotesi prospettata nel seguito per il trattamento dei LIC (cfr. cap.16)	<b>ALTA</b> – un aggiustamento <i>forward-looking</i> dei tassi di capitalizzazione potrebbe favorire una riduzione del <i>capex bias</i>
b) consistenza con gli altri obiettivi	<b>NULLA</b> – incentiva le imprese a riprofilare la spesa. Ciò può condurre anche a distorcere le decisioni <i>opex/capex</i>	<b>MEDIA</b> – può condurre a sovra-capitalizzazione, con impatto sui ritorni	<b>MEDIA</b> – analoga a TC1.A	<b>ALTA</b> – risulta più coerente con gli altri obiettivi del ROSS-base, essendo basata sugli investimenti futuri (che potrebbero differire dal passato)
c) fattibilità	<b>ALTA</b> – il meccanismo è di più agevole applicazione	<b>ALTA</b> – i dati necessari sono disponibili all'Autorità	<b>MEDIO-ALTA</b> – i dati puntuali sulla spesa non sono sempre immediatamente disponibili	<b>MEDIA</b> – di difficile implementazione nel contesto del ROSS-base, dove non è prevista la formulazione di business plan da parte delle imprese
<b>Valutazione complessiva</b>	<b>BASSA</b>	<b>MEDIO-ALTA</b>	<b>MEDIO-ALTA</b>	<b>MEDIO-ALTA</b>

**Tabella 2 – Confronti opzioni TC1**

14.30 Nella Tabella 3 è riportata una griglia di valutazione sintetica delle quattro opzioni che caratterizzano l'opzione di regolazione TC2:

Obiettivi specifici	Opzione TC2.0	Opzione TC2.A	Opzione TC2.B	Opzione TC2.C
a) efficacia nel favorire un aumento di produttività totale	<b>NULLA</b> – il separato trattamento di <i>opex</i> e <i>capex</i> ha favorito il <i>capex bias</i>	<b>MEDIO-ALTA</b> – tiene conto delle peculiarità delle singole imprese, ma può internalizzare il <i>capex bias</i> (a seconda della scelta precedente)	<b>BASSA/MEDIA</b> – può evitare il <i>bias</i> legato a scelte di tassi personalizzati, ma allo stesso tempo può estendere lo stesso <i>bias</i> all'intero servizio, andando a impattare anche su reti meno influenzate da tale aspetto (°)	<b>MEDIA</b> – prende in considerazione le diverse strutture di mercato; il riferimento a <i>cluster</i> consente di mediare i dati di più imprese
b) consistenza con gli altri obiettivi	<b>NULLA</b> – incentiva le imprese a riprofilare la spesa. Ciò può condurre anche a distorcere le decisioni <i>opex/capex</i>	<b>MEDIA</b> – può condurre a sovra-capitalizzazione, con impatto sui ritorni	<b>MEDIA</b> – analoga a TC2.A, dipende dalla struttura di mercato	<b>MEDIO/ALTA</b> – risulta più coerente con gli altri obiettivi del <i>ROSS-base</i> ; molto dipende da come sono definiti i <i>cluster</i>
c) fattibilità	<b>ALTA</b> – il meccanismo è di più agevole applicazione	<b>BASSA/MEDIA</b> – l'implementazione può risultare particolarmente gravosa per l'Autorità in alcuni settori (livello della distribuzione, in particolare)	<b>ALTA</b> – facile da implementare, ma più complesso trovare il giusto tasso di capitalizzazione	<b>MEDIO-ALTA</b> – sembra un buon equilibrio tra semplicità e approcci personalizzati
<b>Valutazione complessiva</b>	<b>BASSA</b>	<b>MEDIA</b>	<b>MEDIA</b>	<b>MEDIO-ALTA</b>

(°) l'effetto dipende dalla struttura del mercato

Tabella 3 – Confronti opzioni TC2

### *Spunti per la consultazione*

S9. Dalla comparazione dell'opzione TC1 le soluzioni fondate su logiche di analisi retrospettiva ottengono un punteggio analogo a quelle di tipo prospettico. L'Autorità al riguardo ritiene comunque preferibile un approccio *forward looking*. Come si valuta tale orientamento?

S10. Dalla comparazione dell'opzione TC2 sembra preferibile adottare tassi di capitalizzazione (*ex ante*) differenziati per *cluster* per i servizi di distribuzione e differenziati per impresa per gli altri servizi. Si condivide tale analisi?

## 15. Vite utili regolatorie e dismissioni

### *Vite utili regolatorie - Richiamo del contenuto delle Linee guida*

- 15.1 In relazione allo sviluppo dell'approccio *ROSS-base*, nel documento per la consultazione 615/2021/R/com, rispetto alla determinazione delle vite utili regolatorie, l'Autorità ha prospettato due possibili approcci:
- secondo un primo approccio la vita utile regolatoria, in ciascun anno e per ciascun servizio, sarebbe calcolata come media ponderata delle vite regolatorie associate alle diverse categorie di cespiti, utilizzando per la ponderazione il costo effettivo consuntivato, inteso come incremento patrimoniale afferente a ciascuna categoria di cespiti;
  - secondo un diverso approccio le vite utili regolatorie sarebbero fissate *ex ante* per ciascun servizio regolato e per ciascun periodo di regolazione.

### *Vite utili regolatorie - Principali elementi emersi dalla consultazione*

- 15.2 Nell'ambito della consultazione la maggior parte dei soggetti ha mostrato preferenza per il primo approccio basato su una ponderazione delle vite utili per categoria di cespiti. Un soggetto, che ha mostrato preferenza per la soluzione della ponderazione delle vite utili regolatorie, ritiene che in caso di presentazione di *business plan* la vita utile potrebbe essere definita *ex ante* sulla base delle previsioni formulate negli stessi *business plan*.
- 15.3 Rispetto alle modalità di ponderazione due soggetti hanno segnalato che sarebbe più corretto ponderare le aliquote di ammortamento, mentre secondo un altro soggetto la ponderazione dovrebbe essere basata sul valore di cespiti entrati in esercizio in un certo anno e non sul livello della spesa dello stesso anno.
- 15.4 Un soggetto ha segnalato l'esigenza che il calcolo sia fatto distintamente per ciascuna impresa, in quanto l'adozione di dati medi aggregati per singolo servizio regolato potrebbe portare a ingiustificate distorsioni per i singoli operatori.
- 15.5 Un soggetto ha osservato che sembra appropriato, considerate le inevitabili ripercussioni economiche e finanziarie, adottare un approccio prudente e graduale sia per i tassi di capitalizzazione sia per le vite utili regolatorie. Un soggetto ha segnalato che l'adozione di vite medie potrebbe penalizzare gli investimenti nella digitalizzazione delle reti, soggetti a più rapida obsolescenza.
- 15.6 Un soggetto ritiene che in relazione alla transizione energetica potrebbe essere valutata l'ipotesi di ridurre le vite utili, in relazione al settore del gas, citando lo studio FROG<sup>7</sup> del CEER e segnala l'esigenza di valutare le implicazioni rispetto alle gare gas.

### *Vite utili regolatorie - Principali elementi emersi nell'ambito dei focus group*

- 15.7 Un soggetto ha segnalato l'esigenza di dare una certa stabilità e dare corretti segnali e incentivi a nuovi investimenti in tecnologia, associando a tali investimenti, ad esempio, una vita utile ridotta.

---

<sup>7</sup> È lo studio *Future Role of Gas*, pubblicato dal CEER nel mese di marzo 2018.

- 15.8 Lo stesso soggetto ha segnalato che le vite utili delle diverse categorie di cespiti rilevano anche ai fini fiscali, in base a quanto previsto dall'articolo 102-bis del Testo Unico delle Imposte sui Redditi (TUIR)<sup>8</sup>, che rimanda alle vite utili determinate ai fini tariffari dall'Autorità per la determinazione delle quote di deducibilità degli ammortamenti dei beni. L'esigenza di approfondimenti sulle implicazioni in termini di conciliazioni tra dichiarazioni, tariffarie, contabili e fiscali è stata segnalata anche da un altro soggetto che ha partecipato ai *focus group*.
- 15.9 In relazione alla tematica di determinazione degli ammortamenti, nell'ambito dei *focus group* è stata anche analizzata l'ipotesi di prevedere formule di ammortamento accelerato, in relazione alla prospettiva della transizione energetica, con particolare riferimento ai settori dove è prevista, a tendere, una riduzione dei volumi di servizio.
- 15.10 Rispetto a tale tematica è stato osservato che eventuali formule di ammortamento accelerato potrebbero recare benefici a favore di determinati settori regolati, ma andrebbero valutate nel loro complesso, anche dal punto di vista delle possibili ripercussioni tariffarie.

#### ***Dismissioni e alienazioni - Richiamo del contenuto delle Linee Guida***

- 15.11 In relazione alla tematica delle dismissioni dei cespiti, nell'ambito del documento per la consultazione 615/2021/R/com l'Autorità ha prospettato un approccio differenziato tra dismissioni di cespiti appartenenti allo *stock* esistente alla data di *cut-off* e dismissione di cespiti realizzati sotto il regime *ROSS*.
- 15.12 Per le dismissioni anticipate di cespiti esistenti alla data di passaggio al nuovo meccanismo è ipotizzata una gestione in continuità di criteri.
- 15.13 Con riferimento alle dismissioni degli incrementi della RAB effettuati in applicazione delle nuove regole di capitalizzazione (quote *slow money*), l'Autorità ha prospettato invece l'individuazione di uno specifico criterio di trattamento tariffario.
- 15.14 Secondo tale approccio il valore delle dismissioni da portare in diminuzione della RAB è calcolato sulla base delle capitalizzazioni contabili riproporzionate per tener conto del rapporto tra capitalizzazioni contabili e capitalizzazioni regolatorie (c.d. *slow money*) di ciascun anno.

Un esempio può aiutare a meglio comprendere l'ipotesi che intende adottare l'Autorità. Si ipotizzi che nel 2027 vengano dismessi cespiti per un valore di 100 (per semplicità si assume che non ci sia inflazione). Tali dismissioni sono riferite, per un valore di 50 a cespiti entrati in esercizio nel 2015 e gestiti in modo puntuale, e per un valore di 50 a cespiti entrati in esercizio nel 2024 sotto l'approccio *ROSS*. Si ipotizzi poi che nel 2024 la quota *slow money* dell'approccio *ROSS* sia stata pari a 500, a fronte di incrementi patrimoniali entrati in esercizio (esclusi gli incrementi patrimoniali entrati in esercizio relativi a lavori in corso esistenti alla data di *cut-off*) pari a 600. Sulla base dell'approccio ipotizzato dall'Autorità, da un punto di vista regolatorio, ai fini dei calcoli tariffari, verranno considerate una dismissione di 50 per i cespiti entrati in esercizio nel 2015 e una dismissione di 50 moltiplicata per 5/6 relativa alla quota di *slow money*.

#### **Box 4 – Esempificazione del meccanismo di gestione delle dismissioni**

<sup>8</sup> Testo Unico del 22 dicembre 1986, n. 917.

### ***Dismissioni e alienazioni - Principali elementi emersi dalla consultazione***

- 15.15 In generale l'impostazione prospettata nel documento per la consultazione 615/2021/R/com è risultata condivisa.
- 15.16 Un soggetto ha chiesto di chiarire come si possa conciliare il meccanismo ipotizzato per la gestione delle dismissioni con l'approccio prospettato per la fissazione delle vite utili regolatorie. Un soggetto ha invece suggerito l'adozione di logiche parametriche per la gestione delle dismissioni che semplificherebbe la gestione dei dati tariffari. Un soggetto ha richiesto che venga introdotto contestualmente il riconoscimento delle eventuali minusvalenze legate a cespiti non completamente ammortizzati, realizzati per consentire un allungamento del periodo di esercizio dell'opera rispetto alla vita regolatoria ed afferenti ad infrastrutture oggetto di dismissione già pienamente ammortizzate.

### ***Orientamenti dell'Autorità***

- 15.17 Le osservazioni emerse nell'ambito della consultazione hanno giustamente evidenziato le relazioni che ci sono tra la fissazione delle vite utili regolatorie e i meccanismi di gestione delle dismissioni.
- 15.18 Rispetto alle osservazioni pervenute va osservato che l'adozione di vite utili regolatorie medie comporta in qualche misura uno sganciamento del tempo di restituzione del capitale investito rispetto a logiche maggiormente orientate alle vite utili tecniche/economiche dei cespiti. È evidente che l'adozione di una vita utile regolatoria media rispetto alle vite utili tecniche/economiche comporta da un lato che per alcuni cespiti il momento della dismissione preceda il completamento del fine vita utile regolatorio, dall'altro che per alcuni cespiti la restituzione del capitale investito avvenga prima del termine della vita utile tecnica/economica del singolo cespite.
- 15.19 Nello spirito della regolazione per obiettivi di spesa e di servizio è necessario, pur senza venir meno al principio della *cost reflectivity*, un minimo allontanamento dall'impostazione del *cost of service regulation*. Il regolatore individua un livello di costo riconosciuto ai gestori ritenuto efficiente rispetto agli obiettivi di spesa e di servizio, che certo non può prescindere dal costo effettivo dei fattori produttivi, accettando, nei limiti del possibile, un certo allontanamento da un riconoscimento dei costi basato su logiche principalmente contabili. Peraltro, si ritiene che solo con l'adozione del *ROSS-integrale* vengano attivati tutti i necessari meccanismi di valutazione e monitoraggio necessari per una piena evoluzione della regolazione. Nel contesto del *ROSS-base* si ritiene invece che debba continuare a essere prevalente uno stretto ancoraggio alle evidenze contabili che oggi guidano il riconoscimento delle spese di capitale.
- 15.20 In relazione a tali considerazioni e all'esigenza, emersa in consultazione, di procedere con gradualità nella riforma, l'Autorità ritiene opportuno prevedere una soluzione regolatoria che, combinando gli elementi relativi alla gestione delle vite utili e quelli relativi alla gestione delle dismissioni, consenta un collegamento diretto con i dati contabili.
- 15.21 La soluzione proposta prevede che in ciascun anno la quota *slow money* sia disaggregata in *n* tipologie di cespiti ai fini del calcolo dell'ammortamento. Le dismissioni dei cespiti vengono poi gestite sulla base delle dismissioni contabili con le logiche di riproporzionamento prospettate nel documento per la consultazione 615/2021/R/com.

- 15.22 L'effetto che si produce con questa nuova soluzione non è diverso da quello che si produce in sostanza con l'adozione di vite utili regolatorie medie e, inoltre, possono essere così risolte le questioni relative al trattamento delle dismissioni di cespiti con vita utile diversa da quella media regolatoria.
- 15.23 Ai fini della disaggregazione della quota di *slow money* tra le diverse categorie di cespiti che saranno individuate, considerato che i lavori in corso esistenti alla data di *cut-off* quando entrano in esercizio sono gestiti in modo autonomo rispetto alla quota *slow money* determinata secondo l'approccio *ROSS* e vanno a incrementare comunque la RAB (si veda in particolare il capitolo 16 del presente documento per la consultazione), si ritiene opportuno fare riferimento alla composizione della spesa per gli investimenti dell'anno entrati in esercizio nello stesso anno.
- 15.24 Rispetto alla questione dell'identificazione degli investimenti in digitalizzazione e alla penalizzazione che subirebbero tali investimenti per effetto dell'applicazione di una aliquota media di ammortamento, si ritiene che la soluzione adottata possa risolvere anche questo problema.
- 15.25 La scomposizione della quota *slow money* in *n* categorie di cespiti (potenzialmente sulla base delle categorie di cespiti e vite utili attuali, e della composizione della spesa di investimento in un determinato anno) si ritiene possa rappresentare una fase di transizione tra il modello attuale e quello tendenziale del *ROSS-integrale*. Questo approccio, anche se di complessa implementazione, elimina il rischio potenziale che le imprese, quando la vita utile "reale" è superiore a quella regolatoria, siano portate/incentivate a sostituire gli *asset* al termine della vita utile regolatoria "nozionale" definita *ex ante*.

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

S11. Osservazioni sulle ipotesi relative alla determinazione delle vite utili regolatorie e delle dismissioni.

## **16. Immobilizzazioni in corso**

### ***Richiamo del contenuto delle Linee guida***

- 16.1 Nel documento per la consultazione 615/2021/R/com l'Autorità ha ricordato che nell'attuale regolazione le immobilizzazioni (o lavori) in corso (c.d. LIC) sono considerate come una partita del capitale investito netto che viene incrementata ogni anno dei nuovi investimenti non ancora entrati in esercizio e ridotta per effetto dell'entrata in esercizio di lavori in corso di esercizi precedenti. I lavori in corso sono considerati, nei servizi infrastrutturali del settore energetico, ad eccezione del servizio di stoccaggio gas e rigassificazione del GNL, ai fini della determinazione dei riconoscimenti tariffari relativi alla remunerazione del capitale investito. Per i servizi di stoccaggio e rigassificazione del GNL, è comunque possibile includere nel valore degli incrementi patrimoniali, una volta entrati in esercizio, anche gli eventuali interessi passivi in corso d'opera, entro una soglia di capitalizzazione annuale predefinita.
- 16.2 L'Autorità, in relazione ai lavori in corso, ha prospettato due diversi approcci:

- secondo una prima soluzione, le spese di capitale considerate ai fini della determinazione della spesa totale (di riferimento ed effettiva) comprendono anche le spese di capitale relative a investimenti che non entrano in esercizio. Questo è l'approccio utilizzato ad esempio da Ofgem (il tasso di capitalizzazione viene applicato alla spesa totale che comprende anche la spesa per lavori in corso); in questa ipotesi devono essere sviluppati opportuni meccanismi di controllo volti a monitorare le dinamiche di movimentazione dei lavori in corso e prevenire comportamenti opportunistici e inefficienze;
- una diversa soluzione potrebbe prevedere che le spese per lavori in corso siano considerate ai fini della determinazione della spesa di riferimento e della spesa effettiva e quindi concorrano alla determinazione della spesa totale riconosciuta; prima dell'applicazione dei tassi di capitalizzazione dalla spesa totale riconosciuta, sarebbe però sottratta la spesa di capitale riconducibile ai lavori in corso e, quindi, il tasso di capitalizzazione ai fini della determinazione delle quote di *slow money* e di *fast money* sarebbe calcolato sulla spesa totale riconosciuta al netto dei lavori in corso. La spesa per lavori in corso sarebbe pertanto sommata al saldo lavori in corso dell'anno precedente al fine di determinare il nuovo saldo dei lavori in corso, che continuerebbe ad essere gestito in continuità con l'attuale quadro regolatorio, dove, come ricordato, costituisce una partita del capitale investito netto sulla quale è calcolata la remunerazione del capitale investito. Gli incrementi patrimoniali che entrano in esercizio riconducibili a spese di capitale sostenute in anni precedenti, che escono dalle immobilizzazioni in corso, sarebbero invece sottratti dal saldo lavori in corso e sommati alla spesa capitalizzata (ossia agli *slow money*).

### ***Principali elementi emersi dalla consultazione***

- 16.3 Nell'ambito della consultazione sono state espresse visioni differenti. Alcuni operatori preferirebbero un approccio simile a quello adottato da Ofgem dove tutta la spesa di capitale potenzialmente può andare a incrementare la RAB mediante la quota *slow money*. Altri operatori hanno invece mostrato preferenza per un trattamento separato dei lavori in corso, in quanto risulta di più semplice applicazione e non impone oneri ai consumatori prima che l'investimento sia effettivamente realizzato.

### ***Orientamenti dell'Autorità***

- 16.4 Nell'ambito degli approfondimenti svolti l'Autorità nel contesto del *ROSS-base* ritiene preferibile prevedere l'adozione di un approccio vicino a quello identificato al secondo punto del paragrafo 16.2.
- 16.5 Come già evidenziato in precedenza, nel contesto del *ROSS-base* mancano quei meccanismi puntuali di monitoraggio propri dell'approccio *ROSS-integrale* che consentono una più ampia divergenza delle scelte regolatorie in termini di riconoscimento dei costi da un diretto riscontro su dati contabili.
- 16.6 Rispetto all'approccio individuato nel documento per la consultazione 615/2021/R/com l'Autorità intende valutare un correttivo che dovrebbe limitare l'incentivo a preferire la spesa di capitale (*capex bias*) che potrebbe prodursi adottando tale approccio. In particolare, l'Autorità intende valutare l'ipotesi di non sottrarre la quota relativa ai lavori in corso prima della determinazione delle quote *slow money* e *fast money*, ma prevedere che le quote *slow money* e *fast money* siano calcolate sulla base della spesa totale dell'anno (corretta per

l'incentivo all'efficienza) e dalla quota *slow money* così calcolata sia sottratto l'ammontare dei lavori in corso. Tale ammontare, calcolato come prodotto della quota *slow money* per il peso dei lavori in corso sul *capex* dell'anno, invece di alimentare la parte della RAB sulla quale si calcolano ammortamenti e remunerazione del capitale investito, andrebbe ad alimentare la porzione del capitale investito relativo ai lavori in corso, su cui viene calcolata, in generale, la remunerazione del capitale investito (fatte salve limitazioni specifiche previste per singoli servizi).

- 16.7 L'Autorità ritiene che nel contesto del *ROSS-integrale* possano invece essere sperimentate soluzioni più simili a quelle adottate da Ofgem nel contesto della regolazione RIIO.

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

S12. Osservazioni sulle ipotesi relative al trattamento dei lavori in corso.

## **17. Trattamento dei contributi**

### ***Richiamo del contenuto delle Linee guida***

- 17.1 Nel documento per la consultazione 615/2021/R/com l'Autorità, rispetto al trattamento dei contributi nell'ambito del modello *ROSS*, ha prospettato di sottrarre i contributi dalla quota di *slow money* per evitare che siano posti in capo ai clienti del servizio costi già coperti da contributi pubblici o privati.
- 17.2 Nello stesso documento l'Autorità ha poi precisato che lo sviluppo dei criteri di regolazione in relazione al trattamento dei contributi pubblici sarà comunque effettuato tenendo conto dei meccanismi già oggi previsti per mitigare il potenziale disincentivo a ottenere contributi pubblici derivante da uno schema di regolazione che sottrae l'ammontare dei contributi dal capitale investito regolatorio.

### ***Principali elementi emersi dalla consultazione***

- 17.3 Nell'ambito della consultazione l'ipotesi formulata dall'Autorità è stata largamente condivisa. Si segnala che è stata sottolineata da diversi soggetti l'esigenza di fornire incentivi per ottenere contributi.

### ***Orientamenti dell'Autorità***

- 17.4 L'Autorità intende confermare l'approccio prospettato nel documento per la consultazione 615/2021/R/com.

***Spunti per la consultazione***

S13. Osservazioni sulle ipotesi relative a trattamento dei contributi pubblici.

**18. Meccanismi di gestione delle incertezze**

- 18.1 La legge 481/95 prevede l'applicazione, in sede di aggiornamento annuale delle tariffe, di uno specifico tasso di variazione collegato a modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale.
- 18.2 L'Autorità, in coerenza con l'approccio adottato nell'attuale contesto regime di regolazione, intende prevedere che l'attivazione del tasso di variazione richieda in ogni caso lo svolgimento di analisi che consentano una puntuale valutazione degli effetti a livello di settore e non di singole imprese.
- 18.3 Tali meccanismi si applicano in relazione alla determinazione della *baseline opex*. Accanto a tali meccanismi l'Autorità intende prevedere, anche nel contesto del *ROSS-base*, specifici meccanismi di aggiornamento straordinario dei costi *standard* unitari, una volta che questi saranno definiti.
- 18.4 Tema che esula in parte dalle questioni strettamente connesse alla determinazione del costo riconosciuto, l'Autorità intende valutare l'ipotesi di introdurre meccanismi di aggiornamento straordinario delle variabili di scala utilizzate per la determinazione dei vincoli ai ricavi (nei servizi dove si applicano questi criteri).
- 18.5 Rispetto alle modalità di attivazione dei meccanismi di gestione delle incertezze, l'Autorità ritiene che le valutazioni vadano effettuate in occasione della definizione della regolazione specifica relativa a ciascun servizio.

***Spunti per la consultazione***

S14. Quali meccanismi si ritiene debbano essere attivati in relazione alla gestione delle incertezze?

S15. Si condivide l'ipotesi di gestire i singoli meccanismi di gestione delle incertezze in modo differenziato per servizio?

## PARTE IV – ALLINEAMENTO DEI CRITERI DI REGOLAZIONE

### 19. Premessa

- 19.1 È opportuno chiarire che l'obiettivo di uniformare i criteri di regolazione tra i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas è perseguito sia con l'adozione del modello *ROSS*, per la gestione della spesa futura, sia con l'ipotesi, prospettata nel documento per la consultazione 615/2021/R/com, di allineare i criteri di riconoscimento dello *stock* di capitale esistente.
- 19.2 La prospettiva di uniformare i criteri di regolazione non va vista come la volontà di eliminare qualunque differenziazione nella regolazione dei diversi servizi, quanto piuttosto di eliminare quelle differenze nelle regolazioni che non riflettono specifiche esigenze dei singoli servizi, ma sono semplicemente il frutto di scelte passate, fatte in contesti diversi, rispetto alle quali le attuali condizioni di svolgimento dei servizi non ne rendono necessario il mantenimento.
- 19.3 Il processo di uniformazione delle regolazioni ha poi l'obiettivo, già perseguito anche con l'adozione di uno schema unico per la determinazione del tasso di remunerazione del capitale investito, di evitare che differenze nelle regolazioni che non riflettono effettive peculiarità dei singoli servizi possano in qualche modo influire sull'allocazione del capitale da parte degli investitori.
- 19.4 La prospettiva di adozione di un testo integrato dei criteri di determinazione del costo riconosciuto (TICCR), prospettata nel documento per la consultazione 615/2021/R/com, dovrebbe consentire poi di semplificare il quadro della regolazione e di razionalizzare anche le attività degli Uffici.
- 19.5 L'allineamento, nelle intenzioni dell'Autorità, avrebbe decorrenza, per ciascun servizio, a partire dal primo anno di applicazione del *ROSS-base* (si veda il precedente capitolo 11).

### 20. Richiami dei contenuti della Linee guida e degli elementi emersi dalla consultazione e dai *focus group*

#### *Richiami dei contenuti delle Linee Guida*

- 20.1 Nel documento per la consultazione 615/2021/R/com l'Autorità ha individuato un primo elenco di carattere indicativo degli elementi della regolazione che potrebbero essere oggetto di allineamento<sup>9</sup> e ha dato incarico alla Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling* di redigere un documento ricognitivo finalizzato all'effettuazione di una mappatura analitica dei diversi approcci regolatori attualmente in vigore.

#### *Principali elementi emersi dalla consultazione*

---

<sup>9</sup> Criteri per la determinazione del costo effettivo, con allineamento delle voci non riconoscibili; formule per il calcolo del tasso di recupero di produttività; criteri di trattamento dei contributi di connessione e dei contributi in conto capitale percepiti a sostegno degli investimenti; criteri di riconoscimento dei costi di capitale relativi a cespiti centralizzati; modalità di determinazione del capitale circolante netto riconosciuto ai fini regolatori; modalità di calcolo degli ammortamenti e applicazione delle regole di degrado.

- 20.2 Nell'ambito della consultazione la prospettiva dell'allineamento dei criteri di regolazione è stata in linea generale valutata positivamente. È stata tuttavia segnalata l'esigenza di considerare le specificità dei singoli servizi sia nella definizione delle tempistiche di allineamento sia in relazione a differenziazioni di singoli parametri o criteri necessarie per tenere conto delle caratteristiche dei singoli servizi.
- 20.3 Un soggetto ritiene che la prospettiva di allineamento dei criteri possa favorire anche la convergenza nel futuro sviluppo dei servizi e consenta una visione integrata dei diversi servizi che sembra necessaria nell'ottica della transizione energetica.
- 20.4 Un soggetto ha segnalato l'esigenza di alcuni affinamenti in relazione a temi specifici, quali l'allineamento del parametro  $\beta$  nel calcolo del tasso di remunerazione del capitale investito, l'uso di tassi di inflazione per la rivalutazione della RAB coerenti con quelli usati per la determinazione dello stesso tasso di remunerazione del capitale investito, il trattamento delle dismissioni, l'introduzione di una specifica categoria di *asset* con una vita utile più breve per le manutenzioni straordinarie. Un soggetto ha sottolineato invece l'importanza di mantenere differenziazioni tra servizi, come avvenuto nella definizione dei parametri usati per la fissazione del tasso di remunerazione del capitale investito. Un soggetto ha suggerito di rendere sincroni TIWACC e TICCR in relazione al periodo di vigenza.
- 20.5 È stata segnalata l'esigenza di considerare le specificità del servizio di stoccaggio e del servizio di rigassificazione del gas naturale liquefatto che presentano caratteristiche peculiari rispetto ai servizi infrastrutturali a rete. Un soggetto ritiene che anche il servizio di distribuzione presenti alcune peculiarità – gare per l'affidamento del servizio, contabilità per ambito territoriale minimo – che giustificerebbero un trattamento differenziato.

### ***Principali elementi emersi dai focus group***

- 20.6 Sull'ipotesi di allineamento dei criteri è prevalso un atteggiamento di attesa rispetto alle ipotesi di regolazione che potranno essere formulate sulla base della prospettata ricognizione.
- 20.7 Nella discussione sono emerse posizioni differenziate rispetto all'idea dell'allineamento, ancorché non definita nei dettagli. Da un lato l'ipotesi di allineamento dei criteri viene considerata come elemento positivo, soprattutto nella prospettiva della transizione ecologica, in grado di facilitare una visione integrata del sistema energetico; dall'altro sono espresse preoccupazioni per l'ipotesi di allineamento dei criteri di regolazione sia in relazione alle potenziali complessità gestionali sia in relazione agli effetti economici che potrebbero derivarne.
- 20.8 Ci sono posizioni favorevoli su alcune ipotesi più puntuali, quali quella di adottare logiche parametriche per il trattamento dello *stock* di capitale esistente.

## **21. La ricognizione dei criteri di regolazione vigenti**

- 21.1 Come indicato nel Capitolo 17 del documento per la consultazione 615/2021/R/com, l'Autorità ha dato incarico alla Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling* di redigere un documento ricognitivo finalizzato all'effettuazione di una mappatura analitica dei diversi approcci regolatori attualmente in vigore.

- 21.2 La Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling*, con il supporto tecnico/scientifico della società Oxera Consulting LLP, ha effettuato una prima ricognizione degli approcci adottati nei diversi servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas.
- 21.3 Dall'analisi sono emerse differenze che meritano approfondimenti, in relazione ai seguenti aspetti:
- *lag* di riconoscimento dei costi che assume interesse nella prospettiva del trattamento della spesa futura sotto il regime *ROSS*;
  - durata del periodo in cui le maggiori efficienze sono lasciate in capo alle imprese, che oggi riflette le diverse durate dei periodi regolatori dei singoli servizi; anche questo è un aspetto che va valutato con attenzione nella definizione delle regole del modello *ROSS*;
  - nelle vite utili regolatorie relative a cespiti della stessa tipologia, per esempio i fabbricati industriali; tali differenze non sembrano giustificabili sul piano della vita economico-tecnica dei cespiti, pertanto l'Autorità intende valutarne l'unificazione. Tale aspetto riguarda sia il trattamento dello *stock* di capitale esistente, sia il trattamento della spesa futura;
  - modalità di determinazione parametrica del capitale circolante netto; rispetto a questo aspetto l'Autorità ritiene che sia opportuno unificare il metodo di determinazione; differenze tra servizi potrebbero permanere in relazione alla determinazione del livello specifico;
  - trattamento dei contributi; rispetto al trattamento dei contributi, per quanto riguarda i contributi che saranno percepiti in futuro, l'Autorità intende valutare una piena omogeneizzazione; per quanto riguarda lo *stock* di contributi esistenti alla data del *cut-off* l'Autorità ritiene opportuno valutare se un'unificazione dei criteri è opportuna, anche in relazione agli effetti della transizione energetica sui diversi servizi;
  - trattamento dei lavori in corso; in linea generale l'Autorità ritiene opportuno individuare logiche coerenti tra i diversi servizi, anche se, una completa unificazione non sembra possibile, in relazione alle peculiarità dei singoli servizi.

## 22. Orientamenti per l'allineamento dei criteri

- 22.1 Come indicato già nella premessa della presente Parte IV il processo di allineamento dei criteri di regolazione tra i diversi servizi è perseguito sia in relazione alla spesa futura, gestita mediante l'approccio *ROSS* (base o integrale), sia in relazione al capitale investito esistente al 31 dicembre dell'anno precedente a quello di passaggio all'approccio *ROSS*.
- 22.2 Nel seguito vengono indicati gli orientamenti in relazione alla gestione del *cut-off* in occasione del passaggio ai criteri di regolazione *ROSS*, gli orientamenti per l'allineamento dei criteri nell'ambito del modello *ROSS* e gli orientamenti in relazione al trattamento del capitale esistente alla data di entrata in vigore del *ROSS*.

## *Il cut-off*

- 22.3 L'Autorità intende gestire il passaggio al nuovo modello di regolazione assicurando la copertura dei costi (ritenuti efficienti) senza discontinuità. Come principio generale, tutta la spesa sostenuta prima dell'applicazione del modello *ROSS* viene gestita con i criteri di regolazione precedentemente in vigore, fatto salvo quanto verrà deciso in termini di allineamento dei criteri di regolazione rispetto al capitale esistente alla data di *cut-off* in esito al presente procedimento, mentre tutta la spesa sostenuta a partire dalla data di *cut-off* è gestita con i nuovi criteri del modello *ROSS*.
- 22.4 Come già indicato nel documento per la consultazione 213/2022/R/gas, relativo alla regolazione tariffaria del servizio di trasporto del gas nel sesto periodo di regolazione in relazione agli *opex*, nell'ipotesi che il passaggio al modello *ROSS* sia previsto all'1 gennaio 2024, gli *opex* sostenuti nel 2023 troveranno copertura nelle tariffe 2023, con costo riconosciuto determinato sulla base delle vecchie regole, mentre gli *opex* sostenuti nel 2024 saranno gestiti nell'ambito dei meccanismi previsti dal modello *ROSS*.
- 22.5 In relazione ai *capex*, le spese sostenute fino al 2023 vanno a incrementare la RAB secondo le regole della precedente regolazione tariffaria. Le spese di capitale sostenute a partire dal 2024 sono invece gestite secondo i criteri del modello *ROSS*, come illustrato nella Parte II del presente documento per la consultazione.
- 22.6 L'attuale regolazione del servizio di distribuzione del gas naturale prevede che il costo di capitale relativo a cespiti centralizzati sia gestita con logiche parametriche.
- 22.7 Il capitale investito parametrico relativo allo *stock* esistente alla data del 31 dicembre dell'anno precedente a quello di applicazione del modello *ROSS* sarà valutato con i vecchi criteri fino al completo ammortamento. La spesa di capitale relativa a cespiti centralizzati sostenuta a partire dall'anno di entrata in vigore del modello *ROSS* sarà trattata al pari della spesa di capitale relativa a cespiti di località e concorrerà alla determinazione della spesa totale (effettiva e di riferimento).
- 22.8 Rispetto ai recuperi di efficienza conseguiti nel precedente periodo regolatorio, come indicato nel paragrafo 13.27, in relazione a quanto emerso nell'ambito della consultazione e dei *focus group* rispetto ai rischi di sovrapposizione dei diversi meccanismi, l'Autorità, nel primo periodo di regolazione in cui si applica il modello *ROSS*, intende valutare l'ipotesi di riconoscere separatamente la quota delle maggiori efficienze conseguite nei periodi regolatori precedenti al fine della determinazione del costo riconosciuto. Questa ipotesi consente di non modificare l'ammontare dei benefici conseguiti nei precedenti periodi di regolazione lasciati alle imprese nel periodo di regolazione successivo, in analogia al vecchio approccio. È vero che ciascun periodo di regolazione è indipendente e che non possono formarsi affidamenti sulle scelte future del regolatore, ma è anche vero che in continuità di criteri, le imprese avrebbero mantenuto una quota (decrescente) delle maggiori efficienze conseguite nei periodi precedenti secondo il sentiero individuato con l'applicazione dell'*X-factor*. Nel documento per la consultazione 213/2022/R/gas l'Autorità ha indicato che la *baseline* della spesa totale per il 2024 riferita ai costi operativi sia determinata a partire dai costi operativi effettivi 2021, e considerando eventualmente anche una ripartizione delle maggiori/minori efficienze realizzate nel periodo 5PRT.
- 22.9 Sulla base di tale approccio il peso dei nuovi criteri di regolazione sui costi riconosciuti cresce nel tempo e di conseguenza l'Autorità ritiene che la transizione al modello *ROSS* possa avvenire con la necessaria gradualità.

## **Trattamento dello stock di capitale esistente alla data di avvio del ROSS**

- 22.10 Come indicato nel documento per la consultazione 615/2021/R/com, lo *stock* di capitale esistente alla data di entrata in vigore del *ROSS-base* (ossia al 31 dicembre dell'anno precedente a quello di entrata in vigore) continua a essere gestito in continuità di criteri, fatto salvo quanto possa derivare dal processo di allineamento dei criteri di regolazione.
- 22.11 Mentre le decisioni sul trattamento della spesa futura riflettono considerazioni relative all'efficienza, le decisioni sullo *stock* di capitale esistente rispondono più a logiche di equità e di stabilità della regolazione. Come già detto in precedenza in relazione ai maggiori recuperi di efficienza già conseguiti, anche in relazione al trattamento dello *stock* di capitale esistente, se è vero che ogni periodo di regolazione è indipendente, è anche vero che la credibilità della regolazione si fonda anche nella stabilità inter-periodo. In relazione al trattamento dello *stock* di capitale esistente va infatti considerato che le scelte di investimento sono state assunte da decisori razionali che hanno valutato le condizioni esistenti al momento della decisione di investimento, incluso il rischio che tali condizioni possano essere modificate nel tempo in funzione del c.d. rischio regolatorio.
- 22.12 In generale si deve assumere che il regolatore si impegni a rimborsare integralmente il capitale investito che rispetti criteri di efficienza nella scelta di investimento, fatto salvo il caso di dismissione anticipata e sempre che, in tale caso, l'Autorità non ravvisi delle esigenze di particolare tutela che portino a compensare al momento della dismissione anche la parte residua non ammortizzata del costo sostenuto.
- 22.13 Nella definizione delle regole di rimborso del capitale esistente alla data di *cut-off* l'Autorità intende analizzare le possibili alternative mediante una specifica opzione AIR (**opzione CO**). In particolare, l'Autorità intende valutare le seguenti opzioni:
- a) **Opzione CO.A** – Una prima opzione prevede che il capitale esistente alla data di *cut-off* venga restituito in continuità di criteri con i precedenti periodi di regolazione.
  - b) **Opzione CO.B** – Una seconda ipotesi prevede che il capitale esistente alla data di *cut-off* venga restituito in sostanziale continuità di criteri come nell'Opzione CO.1. Questa ipotesi, a differenza della precedente, prevede però alcuni interventi di allineamento delle regolazioni.
  - c) **Opzione CO.C** - Una terza opzione prevede invece un approccio semplificato in cui tutto il capitale investito non ammortizzato alla data di *cut-off* venga restituito in un periodo di tempo prefissato.
- 22.14 L'**opzione CO.A** garantisce la massima stabilità della regolazione, ha un livello di *cost reflectivity* pari a quello della regolazione vigente; il periodo di rimborso del capitale investito alle imprese è orientato alle vite utili tecnico-economiche e di conseguenza il costo delle infrastrutture posto a carico dei clienti del servizio che le utilizzano. Questa opzione non consente di uniformare i criteri di regolazione tra i diversi servizi.
- 22.15 L'**opzione CO.B** presenta le stesse caratteristiche dell'opzione CO.1 in termini di *cost reflectivity*, ma, dal momento che prevede una certa uniformazione dei criteri di regolazione può presentare qualche discontinuità nella gestione delle diverse partite regolatorie. Nel contesto di questo approccio l'Autorità intende per esempio valutare l'ipotesi di uniformare i criteri di ammortamento: nel settore elettrico l'ammortamento è calcolato in funzione del valore residuo non ammortizzato e della vita utile regolatoria residua. In questo modo il capitale viene interamente restituito al termine della vita utile dei cespiti anche nel caso di variazioni della durata della vita utile regolatoria dei cespiti medesimi; nel settore del gas gli ammortamenti sono invece calcolati sulla base del valore lordo e della vita utile regolatoria;

modifiche della vita utile regolatoria comportano, di conseguenza, una restituzione anticipata rispetto alla nuova vita utile, nel caso in cui ci sia un aumento della vita utile stessa, o un completamento della restituzione successivo al fine vita utile regolatorio secondo la nuova vita utile, nel caso contrario. Un altro elemento che l'Autorità ritiene possa essere valutato è l'allineamento delle vite utili regolatorie per cespiti della stessa tipologia (es. fabbricati industriali) che attualmente presentano differenze, non giustificate, tra i singoli servizi. Anche per le logiche di determinazione del capitale circolante netto l'Autorità intende valutare ipotesi di allineamento, mentre il trattamento dei contributi sarebbe gestito in continuità di criteri con i precedenti periodi di regolazione.

- 22.16 L'**opzione CO.C** presenta una forte discontinuità rispetto alle due opzioni precedenti. In questa ipotesi l'Autorità intende valutare l'introduzione di un approccio semplificato in cui tutto il capitale investito non ammortizzato alla data di *cut-off* viene restituito in un periodo di tempo fissato per tener conto, da un lato delle esigenze di finanziamento di nuovi investimenti e, dall'altro, delle esigenze di accelerazione della restituzione del capitale investito al fine di ridurre il potenziale di *stranded* connesso alla transizione energetica, oltre che dell'impatto di tali scelte sui costi posti a carico dei clienti finali, valutandone la sostenibilità anche in relazione alla prospettiva di integrazione tra settori. In questa seconda ipotesi la durata del periodo di restituzione del capitale esistente potrebbe essere differenziata tra servizi e riflettere, ad esempio, la vita utile media residua del capitale netto. In questa terza ipotesi l'Autorità intende procedere all'unificazione dei criteri relativi alla determinazione del capitale circolante netto e dei contributi esistenti alla data di *cut-off* e intende valutare l'ipotesi di prevedere l'introduzione di coefficienti parametrici che consentano di gestire le dismissioni.
- 22.17 Nella Tabella 4 è riportata una griglia di valutazione sintetica delle quattro opzioni che caratterizzano l'opzione di regolazione CO:

Obiettivi specifici	Opzione CO.A	Opzione CO.B	Opzione CO.C
a) <i>cost reflectivity</i>	<b>ALTA</b> – i periodi di ammortamento del capitale investito sono orientati alle vite economico-tecniche	<b>ALTA</b> – i periodi di ammortamento del capitale investito sono orientati alle vite economico-tecniche	<b>BASSA</b> – il periodo di ammortamento del capitale investito è in qualche misura sganciato dalle vite tecnico-economiche dei cespiti
b) stabilità della regolazione	<b>ALTA</b> – è garantita continuità di criteri con l'attuale regolazione	<b>ALTA</b> – i percorsi di allineamento dei criteri possono portare a qualche discontinuità per alcuni servizi, ma è comunque garantito il pieno rimborso del capitale investito	<b>ALTA</b> – pur in presenza di una discontinuità è comunque garantito il pieno rimborso del capitale investito
b) allineamento tra servizi	<b>BASSA</b> – questa opzione non prevede alcun allineamento dei criteri di regolazione	<b>ALTA</b> – è perseguito un pieno allineamento delle regolazioni	<b>ALTA</b> è perseguito un pieno allineamento delle regolazioni
c) semplicità amministrativa	<b>MEDIA</b> – la continuità di criteri non richiede <i>effort</i> aggiuntivi; mantiene la complessità di gestione dell'attuale regolazione	<b>MEDIA</b> – richiede un certo sforzo per l'allineamento dei criteri con conseguente aumento della complessità di gestione; l'uniformazione dei criteri può condurre a qualche sinergia nella gestione amministrativa	<b>MEDIO-ALTA</b> – c'è una discontinuità che richiede un certo sforzo in termini di gestione amministrativa. Il meccanismo che ne deriva però è di facile applicazione e semplifica gli attuali adempimenti
<b>Valutazione complessiva</b>	<b>MEDIA</b>	<b>MEDIO-ALTA</b>	<b>MEDIO-ALTA</b>

Tabella 4 – Confronti opzioni TC2

### *Allineamento dei criteri nell'ambito del ROSS-base*

22.18 In relazione al modello *ROSS*, l'Autorità intende adottare un approccio unificato per i diversi settori, con schema generale applicato in modo trasversale e differenziazione di settore o di servizio di alcuni parametri. Tale approccio è adottato in occasione alla migrazione al modello *ROSS* secondo le tempistiche ipotizzate nel capitolo 11.

### Lag nel riconoscimento dei costi

22.19 Nell'ambito dell'applicazione del modello *ROSS*, l'Autorità intende applicare uno schema orientato al *tariff decoupling* in cui è definita *ex ante* la tariffa (obbligatoria) da applicare ai clienti del servizio ed è definito *ex post* la tariffa (o il ricavo) di riferimento che dimensiona il vincolo ai ricavi ammessi delle imprese. Le definizioni di questo schema generale sono poi declinate puntualmente per i singoli servizi.

22.20 La tariffa da applicare ai clienti nell'anno  $t$  è basata sulle informazioni disponibili nell'anno  $t-1$ . La tariffa (o il ricavo) di riferimento che dimensiona il ricavo dell'impresa nell'anno  $t$  è invece determinata nell'anno  $t+1$ , sulla base dei criteri del modello *ROSS-base* descritti nella Parte III del presente documento per la consultazione.

22.21 Un meccanismo di perequazione, i cui importi sono definiti nell'anno  $t+1$ , rispetto all'anno  $t$  di riferimento, garantisce il bilanciamento tra ricavi conseguiti dall'applicazione della tariffa (obbligatoria) ai clienti e il ricavo di riferimento che dimensiona il ricavo ammesso per le imprese. I dettagli dei meccanismi perequativi sono descritti nell'ambito delle regolazioni specifiche dei singoli servizi regolati.

#### Definizione del perimetro dei costi operativi non riconoscibili

22.22 L'Autorità intende adottare un approccio unificato. In particolare, l'Autorità intende prevedere che i costi operativi effettivi ammissibili al riconoscimento comprendono tutte le voci di costo di natura ricorrente, al netto di eventuali ricavi non tariffari, che debbano trovare copertura nelle tariffe.

22.23 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. Sono altresì escluse le voci relative a versamenti alla CSEA per perequazioni, oneri e altre partite di giro.

22.24 In generale non sono riconosciute le voci di costo relative a:

- accantonamenti e rettifiche operati esclusivamente in applicazione di norme tributarie;
- gli oneri finanziari e le rettifiche di valore di attività finanziarie;
- costi connessi all'erogazione di liberalità;
- costi pubblicitari e di *marketing*, ad esclusione di oneri che derivino da obblighi posti in capo ai concessionari la cui copertura non sia assicurata da disposizioni specifiche;
- oneri per sanzioni, penali, risarcimenti automatici e simili;
- oneri straordinari;
- spese processuali in cui la parte è risultata soccombente;
- gli oneri per le assicurazioni, qualora non espressamente previste da specifici obblighi normativi.

22.25 Le partite relative a oneri straordinari o a voci di natura residuale, quali gli altri costi, in linea generale non si ritengono ammissibili. Ma possono essere previsti approfondimenti specifici in relazione alle regolazioni specifiche di ciascun servizio regolato. Si ritiene inoltre che debbano essere fatte salve eventuali specificità di ciascun servizio, con riferimento ad esempio a voci di costo che non trovano riconoscimento in specifiche voci di ricavo o componenti tariffarie (es. consumi energetici del servizio di trasporto o servizio di rigassificazione) o sono escluse dal riconoscimento per peculiarità del servizio (es. servizio alternativo carri bombolai per cause imputabili al gestore).

#### Percorsi di efficientamento e durata del periodo in cui le maggiori efficienze sono lasciate alle imprese

22.26 L'Autorità intende inoltre adottare criteri omogenei in relazione all'orizzonte temporale rispetto al quale sono definiti gli obiettivi di recupero di produttività del *price cap*, all'approccio utilizzato per lo *sharing* delle efficienze e al periodo di tempo nel quale le imprese trattengono le maggiori efficienze conseguite, pur mantenendo la possibilità di fissare il parametro *x-factor* ai fini della determinazione della *baseline* nel corso del periodo

regolatorio a livelli diversi per ogni servizio. Rispetto all'*x-factor*, l'Autorità ritiene che il suo valore debba essere costante nel periodo di regolazione e non decrescente, in coerenza con le prassi internazionali.

- 22.27 Anche in relazione alla durata del periodo in cui le maggiori efficienze sono lasciate in capo alle imprese, l'Autorità intende adottare un approccio unificato, non essendoci ragioni che possano giustificare differenziazioni tra i diversi servizi.
- 22.28 Le decisioni sull'approccio adottato per lo *sharing* delle efficienze influenzeranno il numero di anni in cui le maggiori efficienze conseguite sono lasciate in capo all'impresa e verrà modificato di conseguenza lo schema di riconoscimento dei costi.

#### Vite utili regolatorie

- 22.29 Nel contesto del TICCR l'Autorità intende definire le vite utili regolatorie di tutti i servizi. L'Autorità ritiene che sincronizzare le decisioni sulle vite utili regolatorie dei diversi servizi possa favorire l'eliminazione di differenze che non siano giustificate sul piano economico-tecnico.
- 22.30 In questo processo l'Autorità intende in particolare prevedere vite utili omogenee per i cespiti cosiddetti centralizzati che non riflettono, di norma, le specificità di settore o servizio.

#### Modalità di determinazione parametrica del capitale circolante netto

- 22.31 L'Autorità ritiene che sia opportuno unificare il metodo di determinazione parametrica del capitale circolante netto. In particolare, sembra preferibile identificare una percentuale del capitale investito lordo.
- 22.32 Differenze tra servizi potrebbero però permanere in relazione alla determinazione della percentuale applicata.

#### Trattamento dei contributi

- 22.33 L'Autorità intende valutare una piena omogeneizzazione. I contributi sono portati in diminuzione del capitale investito e sono degradati secondo un piano di ammortamento a quote costanti di durata non superiore a 25 anni.

#### Trattamento dei lavori in corso

- 22.34 In linea generale l'Autorità ritiene opportuno individuare logiche coerenti tra i diversi servizi, anche se, una completa unificazione non sembra possibile, in relazione alle peculiarità dei singoli servizi.

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

S16. Osservazioni in merito alle ipotesi di riallineamento dei criteri di regolazione.

## PARTE V – METODOLOGIA DI ANALISI DEI RENDIMENTI ECONOMICO-FINANZIARI

### 23. Richiamo dei contenuti delle Linee guida

#### *Le indicazioni del Quadro strategico 2022-2025*

- 23.1 Nel Quadro strategico 2022-2025, è indicato l'obiettivo di mettere a punto le metodologie di analisi dei rendimenti effettivi, a fronte dei parametri regolatori, per identificare eventuali casi di *over-performance* e *under-performance*, nonché sistemi di reportistica e monitoraggio per la verifica dell'effettivo livello di spesa, a fronte dell'effettivo grado di raggiungimento degli *output* e delle *performance* tecniche e di qualità.
- 23.2 Nel documento per la consultazione 615/2021/R/com, in coerenza con quanto indicato nel Quadro strategico 2022-2025, l'Autorità ha ipotizzato di definire una metodologia di analisi dei rendimenti, per permettere, attraverso adeguati schemi di reportistica, di monitorare e verificare l'effettivo livello dei rendimenti, in coordinamento con lo sviluppo dei criteri di regolazione per obiettivi di spesa e di servizio.

#### *Il RORE quale strumento di misura dei rendimenti economico-finanziari*

- 23.3 Ai fini del monitoraggio dei rendimenti, nel documento per la consultazione l'Autorità ha prospettato l'ipotesi di introdurre un indice sintetico in grado di rappresentare gli effetti della regolazione sulla *performance* economico-finanziaria delle imprese, identificato dal *Return on Regulatory Equity* (RORE).
- 23.4 Il RORE misura i margini che la regolazione consente alle imprese regolate. La *baseline* del RORE è costituita dal costo dell'*equity* reale *post tasse* ( $Ke_{post\ tax}$ ) desumibile dalle decisioni sul tasso di remunerazione del capitale investito.
- 23.5 La regolazione consente però alle imprese di conseguire margini anche in altre partite:
- in relazione ai costi operativi, il margine è costituito dalla differenza tra il costo operativo riconosciuto e il costo operativo effettivo sostenuto dalle imprese;
  - analogamente, per gli ammortamenti possono essere conseguiti margini pari alla differenza tra l'ammortamento regolatorio e l'ammortamento contabile;
  - margini sono connessi anche a differenze tra il livello nozionale assunto ai fini delle determinazioni del tasso di remunerazione del capitale investito e il livello effettivo relativo al *gearing*, al costo del debito e alle imposte;
  - margini possono derivare poi dai riconoscimenti dei meccanismi premi-penalità relativi alla qualità del servizio e di altri meccanismi *output-based*.
- 23.6 L'Autorità ritiene inoltre opportuno che la valutazione dei rendimenti economico-finanziari sia effettuata considerando tutte le attività disciplinate dall'Autorità, quali ad esempio, nel caso del servizio di trasmissione dell'energia elettrica considerando anche le partite relative alle attività di bilanciamento/dispacciamento.

### La formula del RORE

23.7 I margini di cui al paragrafo precedente sono rapportati al valore regolatorio dell'*equity* e sono sommati algebricamente al fine di ottenere il RORE. In termini formali il RORE può essere indicato come:

$$RORE = Ke_{post\ tax}^{real} + R_{opex} + R_{amm} + R_{remcap} + R_{inc}$$

dove:

- $Ke_{post\ tax}^{real}$  è il tasso di remunerazione del capitale proprio reale post-tasse desumibile dalle decisioni relative alla determinazione del tasso di remunerazione del capitale investito;
- $R_{opex}$  è il margine che la regolazione consente alle imprese sui costi operativi al fine di favorire l'efficienza nell'erogazione del servizio, costituito dalla differenza tra il costo operativo riconosciuto e il costo effettivo. In termini formali:

$$R_{opex} = \frac{(opex_{ric} - opex_{eff}) \cdot (1 - T)}{RAB \cdot (1 - g)}$$

con:

- $opex_{ric}$  pari al costo operativo riconosciuto;
  - $opex_{eff}$  pari al costo operativo effettivo;
  - T il livello di tassazione assunto nelle decisioni sul tasso di remunerazione del capitale investito;
  - RAB è il capitale investito regolatorio;
  - g è il livello di *gearing* nozionale, pari al rapporto tra il valore regolatorio del debito e il valore del capitale investito regolatorio;
- $R_{amm}$  è il margine che le imprese possono conseguire per le differenze tra ammortamenti riconosciuti ai fini tariffari e ammortamenti effettivi di bilancio. Questa differenza è riconducibile per lo più al fatto che i valori di bilancio non sono rivalutati per l'inflazione. In termini formali:

$$R_{amm} = \frac{(amm_{ric} - amm_{eff}) \cdot (1 - T)}{RAB \cdot (1 - g)}$$

con:

- $amm_{ric}$  pari all'ammortamento riconosciuto;
  - $amm_{eff}$  pari all'ammortamento effettivo;
- $R_{remcap}$  è il margine che le imprese possono conseguire per effetto della differenza tra valori nozionali utilizzati per la determinazione del tasso di remunerazione del capitale investito e valori effettivi e può essere scomposto in ulteriori sub-elementi. Segnatamente le differenze possono riguardare un diverso *gearing* effettivo rispetto a quello nozionale ( $R_{gearing}$ ), un diverso livello della tassazione effettiva rispetto a quello riconosciuto ( $R_{tax}$ ) e un diverso livello del costo del debito effettivo rispetto a quello riconosciuto ( $R_{Kd}$ ). In termini formali:

$$R_{gearing} = \frac{(Ke_{pre\ tax}^{real} - Kd_{eff,pre\ tax}^{real}) \cdot (D_{EFF} - D_{NOT}) \cdot (1 - T)}{RAB \cdot (1 - g)}$$

con:

- $Ke_{pre\ tax}^{real}$  è il tasso di remunerazione del capitale proprio reale pre-tasse desumibile dalle decisioni sul tasso di remunerazione del capitale investito;
- $Kd_{eff,pre\ tax}^{real}$  è il costo effettivo (contabile) del debito reale pre-tasse;
- $D_{EFF}$  è il valore effettivo del debito dell'impresa;
- $D_{NOT}$  è il valore del debito regolatorio pari al prodotto tra la RAB e il livello di *gearing* (g);

$$R_{tax} = \frac{(WACC_{pre\ tax}^{real} - WACC_{post\ tax}^{real}) \cdot RAB - tax_{eff}}{RAB \cdot (1 - g)}$$

con:

- $WACC_{pre\ tax}^{real}$  è il tasso di remunerazione del capitale investito reale pre-tasse fissato dalla regolazione;
- $WACC_{post\ tax}^{real}$  è il tasso di remunerazione del capitale investito reale post tasse desumibile dalle decisioni sul tasso di remunerazione del capitale investito;
- $tax_{eff}$  è l'ammontare effettivo delle imposte;

$$R_{Kd} = \frac{(Kd_{pre\ tax}^{not} \cdot RAB \cdot g - Kd_{eff,pre\ tax}^{real} \cdot RAB \cdot g) \cdot (1 - T)}{RAB \cdot (1 - g)}$$

con:

- $Kd_{eff,pre\ tax}^{real}$  è il costo del debito effettivo (contabile) reale pre-tasse;
- $Kd_{pre\ tax}^{not}$  è il costo del debito reale pre-tasse desumibile dalle decisioni sul tasso di remunerazione del capitale investito;
- $R_{inc}$  sono margini che possono derivare dai riconoscimenti dei meccanismi premi-penalità relativi alla qualità del servizio e di altri meccanismi *output-based* In termini formali:

$$R_{inc} = \frac{Inc \cdot (1 - T)}{RAB \cdot (1 - g)}$$

con:

- $Inc$  è la somma algebrica dei premi, penalità e indennizzi relativi a meccanismi di regolazione della qualità e *output-based*.

23.8 Ulteriori addendi possono essere previsti in relazione alle regolazioni di specifici servizi che comprendano meccanismi incentivanti (es. riconoscimento costi di capitale centralizzato e riconoscimenti investimenti in *smart meter* gas per il servizio di distribuzione e misura del gas naturale o i riconoscimenti degli investimenti negli *smart meter* 2G per il servizio di distribuzione e misura dell'energia elettrica).

### ***Aspetti procedurali – la condivisione di metodologia e dati prima della pubblicazione***

- 23.9 Nel documento per la consultazione 615/2021/R/com l’Autorità ha prospettato, in relazione agli aspetti procedurali, di prevedere un percorso di condivisione metodologica con imprese e *stakeholder* dei criteri di determinazione del RORE, di prevedere la redazione di un manuale dettagliato per la determinazione del RORE che ne consenta la piena ripercorribilità e, al limite, la certificabilità da parte di soggetti terzi indipendenti.
- 23.10 L’Autorità ha indicato poi l’esigenza che anche i risultati ottenuti dalle analisi, prima della loro pubblicazione, debbano essere validati dalle stesse imprese.
- 23.11 L’Autorità ritiene che, una volta messa a punto la metodologia, ogni anno i risultati dell’analisi RORE debbano essere resi pubblici.

### **24. Principali elementi emersi dalla consultazione**

- 24.1 In generale, l’ipotesi di introdurre un indicatore di monitoraggio della *performance* economico-finanziaria è stata condivisa, anche se un soggetto non ritiene necessaria l’introduzione del RORE. Secondo tale soggetto la *performance* dovrebbe essere misurata in relazione alla qualità del servizio e agli obiettivi raggiunti a beneficio dei consumatori piuttosto che in termini di aumento o diminuzione della remunerazione effettivamente conseguita.
- 24.2 Rispetto alla metodologia di determinazione è stata sottolineata l’esigenza che sia seguito un percorso condiviso con le imprese per la sua definizione. È stata segnalata l’importanza che la metodologia sia robusta e ben calibrata come condizione necessaria per la pubblicazione dei risultati ottenuti, ritenuti *price-sensitive*, rispetto alla quale si registra ampia contrarietà. In relazione alle modalità di determinazione del RORE, un soggetto, che ha segnalato l’esigenza di procedere con un approccio prudente e graduale, ha evidenziato la necessità di distinguere tra elementi di redditività effettivi (ad esempio legati alle efficienze realizzate) e quelli invece legati esclusivamente a diverse modalità di rappresentazione delle grandezze economiche e patrimoniali che esistono tra i bilanci e la regolazione (ad esempio gli ammortamenti che vengono rivalutati a livello regolatorio, come elemento di compensazione di una remunerazione reale, mentre sono riportati a costo storico nel bilancio). Un soggetto ha segnalato l’esigenza di analizzare i dati in modo appropriato, al fine di tener conto dei cambiamenti del regime fiscale o costi/ricavi straordinari in un certo anno. Un soggetto ha segnalato l’esigenza di modificare le modalità di calcolo del  $R_{gearing}$ . È stato sottolineato anche l’impegno richiesto, anche agli operatori, per l’implementazione di tale indicatore.
- 24.3 È stata sottolineata l’importanza di dedicare attenzione ai dati utilizzati per calcolare il RORE, segnalando i possibili rischi associati con l’uso dei conti annuali separati, nei quali alcune delle informazioni necessarie, per esempio i dati relativi alla tassazione, non sono riportati in modo puntuale.
- 24.4 Rispetto all’ipotesi di pubblicazione dei dati gli operatori e le loro associazioni sono risultati in linea generale contrari.
- 24.5 Sono emerse anche preoccupazioni sull’uso che potrebbe essere fatto dei risultati dell’analisi dei rendimenti economico-finanziaria, una volta disponibili.

## **25. Principali elementi emersi dai *focus group***

25.1 Nell'ambito dei *focus group* sono state ribadite in generale le posizioni già espresse nella consultazione.

## **26. Orientamenti dell'Autorità**

### ***Verso un *tableau de bord* di indicatori integrati di performance***

- 26.1 L'Autorità intende innanzitutto chiarire che il RORE è un indicatore dei rendimenti economico-finanziari e quindi, in relazione ad alcune delle osservazioni emerse nella consultazione, ha natura e finalità diverse rispetto agli indicatori di *performance* relativi, per esempio, alla qualità del servizio.
- 26.2 L'Autorità, nell'ambito del ROSS (regolazione per obiettivi di spesa e di servizio), intende sviluppare un vero e proprio *tableau de bord* che consenta di avere un quadro di insieme della *performance* delle imprese regolate, sia in termini di grado di raggiungimento degli obiettivi di servizio, sia in termini di raggiungimento degli obiettivi di spesa (benefici monetari per i clienti del servizio). In questo *tableau de bord* l'Autorità ritiene necessario, in coerenza con le *best practice* regolatorie, sviluppare anche un indicatore dei rendimenti conseguiti dalle imprese regolate.
- 26.3 Nel contesto dell'approccio ROSS, per le imprese a cui è applicato il modello *ROSS-base* gli indicatori rilevati misureranno la *performance* rispetto a obiettivi di carattere generale, mentre nel caso di applicazione del *ROSS-integrale* gli indicatori misureranno il grado di raggiungimento degli obiettivi individuali fissati all'inizio del periodo di regolazione per ciascuna impresa.

### ***Un approccio graduale e prudente***

- 26.4 In relazione a quanto emerso nella consultazione, l'Autorità condivide l'esigenza di procedere in modo graduale e prudente con l'introduzione del RORE e ritiene che i risultati ottenuti da tali analisi possano essere pubblicati solo una volta definita in modo puntuale e condiviso la metodologia di determinazione del RORE stesso e una volta ottenuta la validazione da parte delle imprese regolate dei dati utilizzati per il calcolo.
- 26.5 L'Autorità ritiene che una volta raggiunto il sufficiente grado di maturità della metodologia e dei dati utilizzati per il calcolo del RORE, sia necessario che tali dati siano resi pubblici.

### ***Futuro utilizzo del RORE***

- 26.6 L'Autorità ritiene, anche considerate le necessarie tempistiche per avere risultati robusti, che in una prima fase, orientativamente di due anni, il RORE possa essere utilizzato solo per finalità di monitoraggio, comunque rilevante anche al fine di fornire elementi di valutazione in vista delle successive decisioni di regolazione dell'Autorità.

### ***Un tavolo di lavoro formalizzato***

- 26.7 L'Autorità, in relazione a quanto già indicato nel documento per la consultazione 615/2021/R/com e a quanto emerso nell'ambito della consultazione e dei *focus group*, ritiene opportuno dare mandato al Direttore della Direzione Infrastrutture e *Unbundling* dell'Autorità di attivare e organizzare un tavolo di lavoro formalizzato con gli operatori dei servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas e con le loro associazioni per la definizione di una metodologia di determinazione del RORE che preveda la puntuale analisi e individuazione delle fonti di dati necessarie per il calcolo, la definizione delle modalità di validazione dei dati e dei risultati da parte delle imprese e la pubblicazione di un manuale di calcolo del RORE dove siano indicati in modo puntuale tutti gli elementi necessari per il calcolo.
- 26.8 L'Autorità ritiene che i lavori del tavolo di lavoro debbano concludersi entro il mese di giugno 2023, al fine della successiva pubblicazione, da parte dell'Autorità, del manuale di calcolo e di un provvedimento che individui metodologia e procedure per il calcolo del RORE e ne disciplini le modalità di pubblicazione.

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

S17. Osservazioni sul RORE.

S18. Osservazioni rispetto alle ipotesi di adottare istituzione del tavolo di lavoro per la definizione della metodologia RORE.

## APPENDICE 1 – Quadro sinottico di ricognizione dei criteri di regolazione

- 26.9 Come indicato nel Capitolo 17 del documento per la consultazione 615/2021/R/com, l’Autorità ha dato incarico alla Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling* di redigere un documento ricognitivo finalizzato all’effettuazione di una mappatura analitica dei diversi approcci regolatori attualmente in vigore.
- 26.10 La Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling*, con il supporto tecnico/scientifico della società Oxera Consulting LLP, ha effettuato una prima ricognizione degli approcci adottati nei diversi servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas, analizzando i seguenti aspetti della regolazione:
- approccio al riconoscimento dei costi
  - determinazione dei costi operativi
  - trattamento dell’*outperformance*
  - determinazione dell’*X-factor*
  - trattamento delle spese di capitale
  - trattamento delle spese di capitale in relazione agli *asset* centralizzati
  - metodi di ammortamento
  - metodi di definizione del capitale circolante netto
  - trattamento dei contributi
  - trattamento dei lavori in corso.
- 26.11 Nelle tabelle che seguono accanto alle colonne dedicate alla sintetica descrizione delle caratteristiche di ciascun servizio, è riportata una colonna nella quale è sintetizzato l’approccio adottato da Ofgem.

	Trasmissione elettrica	Distribuzione e misura dell'energia elettrica	Trasporto gas	Stoccaggio gas	Rigassificazione (GNL)	Distribuzione e misura gas	Ofgem approach	
Periodo regolatorio	8 anni (2016-2023) – due semiperiodi	8 anni (2016-2023) – due semiperiodi	4 anni (2020-2023)	6 anni (2020-2025) - due semiperiodi	4 anni (2020-2023)	6 anni (2020-2025) – due semiperiodi	5 anni (TE&TG: 2021-26; DE: 2023-28; DG: 2021-26)	
Approccio per il riconoscimento dei costi	Costi operativi: t-2 CAPEX: ammortamento t-2 (e solo remunerazione t-1)	Costi operativi: t-2 CAPEX: ammortamento t-2 (e solo remunerazione t-1)	Costi operativi: t-3 CAPEX: ammortamento t-2 (e solo remunerazione t-1)	Costi operativi: t-2 CAPEX: t-1 (sia per la remunerazione sulla RAB che per l'ammortamento)	Costi operativi: t-2 CAPEX: ammortamento t-2 (e solo remunerazione t-1)	Costi operativi: t-2 CAPEX: t-1 (sia per la remunerazione sulla RAB che per l'ammortamento)	Nessun lag; business plan (BP) con approccio forward-looking	
Criteri per i costi operativi ammessi (specifiche voci di costo non riconosciute)	Costi operativi effettivamente sostenuti dagli operatori delle reti di trasmissione elettrica attribuiti al servizio di trasmissione elettrica, al netto dei costi attribuibili ad altre attività, dei ricavi da vendite interne di beni e servizi e dei costi capitalizzati. I costi effettivi non includono gli oneri straordinari / finanziari. Sono inoltre escluse le voci di costo già implicitamente coperte dai meccanismi regolatori (ad esempio attraverso la remunerazione del rischio) o non compatibili con un'attività svolta in regime di monopolio (ad esempio i costi pubblicitari e di marketing).	Costi operativi effettivamente sostenuti dagli operatori delle reti di distribuzione elettrica attribuiti al servizio di distribuzione elettrica, al netto dei costi attribuibili ad altre attività, dei ricavi da vendite interne di beni e servizi e dei costi capitalizzati. I costi effettivi non includono gli oneri straordinari / finanziari. Sono inoltre escluse le voci di costo già implicitamente coperte dai meccanismi regolatori (ad esempio attraverso la remunerazione del rischio) o non compatibili con un'attività svolta in regime di monopolio (es. costi pubblicitari e di marketing). I costi operativi riconosciuti non sono specifici per impresa ma sono fissati per l'intero settore e assegnati a ciascuna impresa sulla base del rapporto tra i costi operativi riconosciuti (COR) in t-2 e i COR del settore. (cfr para 12 Relazione tecnica 654/2015/teel) <u>Specificità distribuzione:</u> Un approccio parametrico viene applicato alle imprese che servono meno di 25k POD basato sull'energia distribuita e sulla densità di utenza.	Costi operativi effettivamente sostenuti dal TSO del gas attribuiti al servizio di trasporto gas, al netto dei costi attribuibili ad altre attività, dei ricavi da vendita interna di beni e servizi e dei costi capitalizzati. I costi effettivi non includono gli oneri straordinari / finanziari. Sono inoltre escluse le voci di costo già implicitamente coperte dai meccanismi regolatori (ad esempio attraverso la remunerazione del rischio) o non compatibili con un'attività svolta in regime di monopolio (ad esempio i costi pubblicitari e di marketing).	Costi operativi effettivamente sostenuti dalle imprese di stoccaggio attribuiti al servizio di stoccaggio, al netto dei costi attribuibili ad altre attività, dei ricavi da vendita interna di beni e servizi e dei costi capitalizzati. I costi effettivi non includono gli oneri straordinari / finanziari. Sono inoltre escluse le voci di costo già implicitamente coperte dai meccanismi regolatori (ad esempio attraverso la remunerazione del rischio) o non compatibili con un'attività svolta in regime di monopolio (ad esempio i costi pubblicitari e di marketing).	Costi operativi effettivamente sostenuti dalle imprese di rigassificazione attribuiti al servizio di rigassificazione, al netto dei costi attribuibili ad altre attività, dei ricavi da vendita interna di beni e servizi e dei costi capitalizzati. I costi effettivi non includono gli oneri straordinari / finanziari. Sono inoltre escluse le voci di costo già implicitamente coperte dai meccanismi regolatori (ad esempio attraverso la remunerazione del rischio) o non compatibili con un'attività svolta in regime di monopolio (ad esempio i costi pubblicitari e di marketing).	Costi operativi effettivamente sostenuti dai DSO gas attribuiti al servizio di distribuzione gas, al netto dei costi attribuibili ad altre attività, dei ricavi da vendita interna di beni e servizi e dei costi capitalizzati. I costi effettivi non includono gli oneri straordinari / finanziari. Sono inoltre escluse le voci di costo già implicitamente coperte dai meccanismi regolatori (ad esempio attraverso la remunerazione del rischio) o non compatibili con un'attività svolta in regime di monopolio (ad esempio i costi pubblicitari e di marketing). <u>Specificità distribuzione:</u> I costi operativi riconosciuti sono calcolati separatamente raggruppando le società per dimensione (grandi, medie, piccole).	Costi operativi effettivamente sostenuti dai DSO gas attribuiti al servizio di misura gas, al netto dei costi attribuibili ad altre attività, dei ricavi da vendita interna di beni e servizi e dei costi capitalizzati. I costi effettivi non includono gli oneri straordinari / finanziari. Sono inoltre escluse le voci di costo già implicitamente coperte dai meccanismi regolatori (ad esempio attraverso la remunerazione del rischio) o non compatibili con un'attività svolta in regime di monopolio (ad esempio i costi pubblicitari e di marketing). <u>Specificità misura:</u> I costi operativi riconosciuti sono fissati in relazione all'intero settore.	Ofgem utilizza un approccio BP per definire i costi riconosciuti, con una valutazione dell'efficienza dei costi <i>bottom-up</i> . L'approccio di Ofgem prevede l'uso di modelli econometrici per calcolare il livello efficiente dei costi totali e impostare il <i>benchmark</i> di conseguenza. I costi interamente esogeni e specifici dell'impresa non sono considerati nella regressione e trattati come interamente <i>pass-through</i> (ad esempio le tasse). Viene quindi applicata una normalizzazione per compensare le potenziali peculiarità di ciascuna regione (ad esempio la densità di popolazione) e per garantire un confronto <i>like-for-like</i> . Le differenze settoriali specifiche sono le seguenti: - per DG i costi totali sono calcolati come somma di OPEX, CAPEX e REPEX ( <i>replacement expenditure</i> ); - in TE ci sono solo tre operatori, che sono confrontati tra loro e con un approccio storico (all'interno della stessa impresa, ma facendo un confronto con i costi degli anni precedenti); - in TG c'è un solo operatore, quindi viene utilizzato un approccio storico per questo.
Meccanismi di sharing delle efficienze	Meccanismo di <i>sharing</i> delle efficienze applicato solo ai costi operativi in due fasi: i) alla fine del periodo regolatorio, parte delle maggiori efficienze conseguite durante il periodo regolatorio viene immediatamente trasferita agli utenti; ii) la parte rimanente delle maggiori efficienze viene trasferita progressivamente agli utenti nel corso del successivo periodo regolatorio attraverso l' <i>X-factor</i> .	Meccanismo di <i>sharing</i> delle efficienze applicato solo ai costi operativi in due fasi: i) alla fine del periodo regolatorio, parte delle maggiori efficienze conseguite durante il periodo regolatorio viene immediatamente trasferita agli utenti; ii) la parte rimanente delle maggiori efficienze viene trasferita progressivamente agli utenti nel corso del successivo periodo regolatorio attraverso l' <i>X-factor</i> .	Meccanismo di <i>sharing</i> delle efficienze applicato solo ai costi operativi in due fasi: i) alla fine del periodo regolatorio, parte delle maggiori efficienze conseguite durante il periodo regolatorio viene immediatamente trasferita agli utenti; ii) la parte rimanente delle maggiori efficienze viene trasferita progressivamente agli utenti nel corso del successivo periodo regolatorio attraverso l' <i>X-factor</i> .	Meccanismo di <i>sharing</i> delle efficienze applicato solo ai costi operativi in due fasi: i) alla fine del periodo regolatorio, parte delle maggiori efficienze conseguite durante il periodo regolatorio viene immediatamente trasferita agli utenti; ii) la parte rimanente delle maggiori efficienze viene trasferita progressivamente agli utenti nel corso del successivo periodo regolatorio attraverso l' <i>X-factor</i> .	Meccanismo di <i>sharing</i> delle efficienze applicato solo ai costi operativi in due fasi: i) alla fine del periodo regolatorio, parte delle maggiori efficienze conseguite durante il periodo regolatorio viene immediatamente trasferita agli utenti; ii) la parte rimanente delle maggiori efficienze viene trasferita progressivamente agli utenti nel corso del successivo periodo regolatorio attraverso l' <i>X-factor</i> .	Meccanismo di <i>sharing</i> delle efficienze applicato solo ai costi operativi in due fasi: i) alla fine del periodo regolatorio, parte delle maggiori efficienze conseguite durante il periodo regolatorio viene immediatamente trasferita agli utenti; ii) la parte rimanente delle maggiori efficienze viene trasferita progressivamente agli utenti nel corso del successivo periodo regolatorio attraverso l' <i>X-factor</i> .	TOTEX Incentive Mechanism (TIM) che incentiva le imprese a spendere al di sotto della spesa totale riconosciuta di anno in anno e condividere qualsiasi <i>over/underspending</i> con gli utenti. L'efficienza delle stime di costo fornite dagli operatori è considerata anche durante la valutazione dei BP, quindi c'è sia una valutazione ex ante sia la condivisione ex post di eventuali <i>over/underspending</i> .	
Metodologia per la definizione dell' <i>x-factor</i> (recupero di produttività) e fattore di <i>sharing</i>	Al termine del periodo regolatorio, il fattore di <i>sharing</i> viene applicato in modo da condividere equamente con gli utenti le maggiori/minori efficienze conseguite durante il periodo. Il fattore di <i>sharing</i> è simmetrico (50%) tra utenti e operatore di rete. L' <i>X-factor</i> è calcolato in modo da restituire agli utenti, durante il nuovo periodo regolatorio, le maggiori/minori efficienze conseguite nel precedente periodo regolatorio. L' <i>X-factor</i> viene rivisto a metà del periodo regolatorio (ogni semiperiodo).	Al termine del periodo regolatorio, il fattore di <i>sharing</i> viene applicato in modo da condividere equamente con gli utenti le maggiori/minori efficienze conseguite durante il periodo. Il fattore di <i>sharing</i> è simmetrico (50%) tra utenti e operatore di rete. L' <i>X-factor</i> viene rivisto a metà del periodo regolatorio (ogni semiperiodo).	Al termine del periodo regolatorio, il fattore di <i>sharing</i> viene applicato in modo da condividere equamente con gli utenti le maggiori/minori efficienze conseguite da ciascun TSO durante il periodo. Il fattore di <i>sharing</i> è simmetrico (50%) tra utenti e operatore di rete. L' <i>X-factor</i> è specifico per impresa e viene calcolato, per ogni TSO, in modo da restituire agli utenti, durante il nuovo periodo regolatorio, le maggiori/minori efficienze conseguite nel periodo precedente.	Al termine del periodo regolatorio, il fattore di <i>sharing</i> viene applicato in modo da condividere equamente con gli utenti le maggiori/minori efficienze conseguite da ciascuna impresa di stoccaggio durante il periodo. Il fattore di <i>sharing</i> è simmetrico (50%) tra utenti e operatore di rete. L' <i>X-factor</i> è specifico per impresa e viene calcolato, per ogni impresa di stoccaggio gas, in modo da restituire agli utenti, durante il nuovo periodo regolatorio, le maggiori/minori efficienze conseguite nel precedente periodo regolatorio. L' <i>X-factor</i> viene rivisto a metà del periodo regolatorio.	Al termine del periodo regolatorio, il fattore di <i>sharing</i> viene applicato in modo da condividere equamente con gli utenti le maggiori/minori efficienze conseguite da ciascuna impresa di rigassificazione durante il periodo. Il fattore di <i>sharing</i> è simmetrico (50%) tra utenti e operatore di rete. L' <i>X-factor</i> è specifico per impresa e viene calcolato, per ciascuna impresa di rigassificazione, in modo da restituire agli utenti, durante il nuovo periodo regolatorio, le maggiori/minori efficienze conseguite nel periodo precedente.	Al termine del periodo regolatorio, il fattore di <i>sharing</i> viene applicato alle maggiori/minori efficienze del settore in modo da condividere equamente con gli utenti le maggiori/minori efficienze conseguite durante il periodo. Il fattore di <i>sharing</i> è simmetrico (50%) tra utenti e operatore di rete. <u>Specificità distribuzione</u> Per le imprese che operano nelle gestioni comunali, l' <i>X-factor</i> persegue diversi scopi: - per le imprese di grandi dimensioni, trasferire agli utenti i recuperi di produttività conseguiti nel precedente periodo regolatorio; - per le imprese di medie dimensioni, dimezzare il gap (al termine del periodo) rispetto al livello di efficienza delle grandi imprese; - per le imprese di piccole dimensioni, dimezzare il gap (al termine del periodo) rispetto al livello di efficienza delle medie imprese. Per le imprese operanti negli ambiti territoriali (ATEM), l' <i>X-factor</i> è fissato a zero per il secondo e terzo anno di gestione per ambito.	Al termine del periodo regolatorio, il fattore di <i>sharing</i> viene applicato alle maggiori/minori efficienze del settore in modo da condividere equamente con gli utenti le maggiori/minori efficienze conseguite durante il periodo. Il fattore di <i>sharing</i> è simmetrico (50%) tra utenti e operatore di rete. <u>Specificità misura</u> Per il quinto periodo di regolazione, l' <i>X-factor</i> è fissato a zero.	Il fattore di <i>sharing</i> è specifico per impresa e basato sulla fiducia che Ofgem ha nell'efficienza dei costi di anno in anno e condividere qualsiasi <i>over/underspending</i> con gli utenti. Inoltre, è prevista una <i>ongoing efficiency challenge</i> per CAPEX e OPEX per tutti gli operatori di rete.

	Trasmissione elettrica	Distribuzione e misura dell'energia elettrica	Trasporto gas	Stoccaggio gas	Rigassificazione (GNL)	Distribuzione e misura gas	Ofgem approach		
Trattamento del CAPEX	<p>I ricavi ammessi includono l'ammortamento e la remunerazione della RAB. Il valore della RAB è calcolato sulla base del criterio a costo storico rivalutato.</p> <p>Le immobilizzazioni sono incluse nella RAB con un anno di lag (per il primo anno è riconosciuta la sola remunerazione del capitale).</p> <p>Il valore delle immobilizzazioni è al netto del corrispondente fondo ammortamento.</p> <p>La RAB è rettificata per: il valore del capitale circolante netto, il TFR e il valore netto (deflazionato) dei contributi in conto capitale ricevuti in ogni anno.</p> <p>La RAB viene aggiornata su base annuale tenendo conto dei nuovi investimenti e delle dismissioni, delle variazioni del fondo ammortamento e dei contributi, compresi i contributi di connessione.</p> <p>La remunerazione è riconosciuta anche sui lavori in corso (LIC).</p> <p>Per le imprese con meno di 25k POD: Un approccio parametrico viene applicato alle imprese che servono meno di 25k POD in base alle caratteristiche geografiche dell'area servita (ad esempio area montuosa / pianura), energia distribuita, densità degli utenti e età della rete.</p>	<p>La RAB è determinata in modo diverso in base alle dimensioni dell'impresa. I ricavi ammessi includono l'ammortamento e la remunerazione della RAB.</p> <p>Per le imprese con più di 25k POD: il valore della RAB è calcolato sulla base del criterio a costo storico rivalutato.</p> <p>Le immobilizzazioni sono incluse nel RAB con un anno di lag (per il primo anno è riconosciuta la sola remunerazione del capitale).</p> <p>Il valore delle immobilizzazioni è al netto del corrispondente fondo ammortamento.</p> <p>La RAB è rettificata per: il valore del capitale circolante netto, il TFR e il valore netto (deflazionato) dei contributi in conto capitale pubblici e privati ricevuti in ogni anno.</p> <p>La RAB viene aggiornata su base annuale tenendo conto dei nuovi investimenti e delle dismissioni, delle variazioni del fondo ammortamento e dei contributi, comprese i contributi di connessione.</p> <p>La remunerazione è riconosciuta anche sui lavori in corso (LIC).</p> <p>Per le imprese con meno di 25k POD: l'approccio parametrico viene applicato utilizzando un costo unitario standard (diverso per gli investimenti 1G e 2G).</p>	<p>La RAB è determinata in modo diverso in base alle dimensioni dell'impresa. I ricavi ammessi includono l'ammortamento e la remunerazione della RAB.</p> <p>Le tariffe sono specifiche dell'impresa solo per la BT.</p> <p>Per le imprese con più di 25k POD, si applicano gli stessi criteri della distribuzione di energia elettrica per tutti gli investimenti tranne i contatori, dove dal 2017 è stato fissato un costo unitario al fine di favorire il piano di <i>smart metering</i> 2G. Le imprese con 2G e un piano 2G approvato sono soggette a una regolazione <i>forward looking</i> basata sul <i>business plan</i> con l'applicazione di una matrice IQL. ARERA approva ogni piano con una decisione dedicata.</p> <p>Le spese di investimento dell'anno t producono: -per l'anno t+1, la sola remunerazione; -dall'anno tariffario t+2, a un tasso costante (remunerazione + ammortamento) per 15 anni.</p> <p>Per le imprese con meno di 25k POD l'approccio parametrico viene applicato utilizzando un costo unitario standard (diverso per gli investimenti 1G e 2G).</p>	<p>I ricavi ammessi includono l'ammortamento e la remunerazione della RAB. Il valore RAB è calcolato sulla base del criterio a costo storico rivalutato.</p> <p>Le immobilizzazioni sono incluse nella RAB con un anno di lag (per il primo anno è riconosciuta la sola remunerazione del capitale).</p> <p>Il valore delle immobilizzazioni è al netto del corrispondente fondo ammortamento.</p> <p>La RAB è rettificata per: il valore del capitale circolante netto, il TFR e il valore netto (deflazionato) dei contributi in conto capitale ricevuti in ogni anno.</p> <p>La RAB viene aggiornata su base annuale tenendo conto dei nuovi investimenti e delle dismissioni, delle variazioni del fondo ammortamento e dei contributi, compresi i contributi di allacciamento.</p> <p>La remunerazione è riconosciuta anche sui lavori in corso (LIC).</p>	<p>I ricavi ammessi includono l'ammortamento e la remunerazione della RAB. Il valore RAB è calcolato sulla base del criterio a costo storico rivalutato.</p> <p>Le immobilizzazioni sono incluse nel RAB con un anno di lag.</p> <p>Il valore delle immobilizzazioni è al netto del corrispondente fondo ammortamento.</p> <p>La RAB è rettificata per: il valore del capitale circolante netto, il TFR e il valore netto (deflazionato) dei contributi in conto capitale ricevuti ogni anno.</p> <p>La RAB viene aggiornata su base annuale tenendo conto dei nuovi investimenti e delle dismissioni, delle variazioni del fondo ammortamento e dei contributi.</p> <p>La remunerazione NON è riconosciuta sui lavori in corso.</p>	<p>I ricavi ammessi includono l'ammortamento e la remunerazione della RAB. Il valore RAB è calcolato sulla base del criterio a costo storico rivalutato.</p> <p>Le immobilizzazioni sono incluse nel RAB con un anno di lag (per il primo anno è riconosciuta la sola remunerazione del capitale).</p> <p>Il valore delle immobilizzazioni è al netto del corrispondente fondo ammortamento.</p> <p>La RAB è rettificata per: il valore del capitale circolante netto, il TFR e il valore netto (deflazionato) dei contributi in conto capitale ricevuti in ogni anno.</p> <p>La RAB viene aggiornata su base annuale tenendo conto dei nuovi investimenti e delle dismissioni, delle variazioni del fondo ammortamento e dei contributi.</p> <p>La remunerazione NON è riconosciuta sui lavori in corso; è riconosciuta solo sui lavori in corso a fine 2019, fino alla loro entrata in esercizio e non oltre il 2023 ("clausola di salvaguardia" per il 5PR GNL).</p>	<p>I ricavi ammessi includono l'ammortamento e la remunerazione della RAB. Il valore RAB è calcolato sulla base del criterio a costo storico rivalutato.</p> <p>Le immobilizzazioni sono incluse nel RAB con un anno di lag.</p> <p>Il valore delle immobilizzazioni è al netto del corrispondente fondo ammortamento.</p> <p>Per il capitale investito di località la RAB è determinata come: immobilizzazioni nette + immobilizzazioni in corso + capitale circolante netto - poste rettificative (fissate pari allo 0,7% delle immobilizzazioni nette) - contributi pubblici e privati.</p> <p>La RAB viene aggiornata su base annuale tenendo conto dei nuovi investimenti e delle dismissioni, delle variazioni del fondo ammortamento e delle variazioni dei contributi pubblici, compresi i contributi di connessione.</p> <p>La remunerazione è riconosciuta anche sui lavori in corso (LIC).</p>	<p>I ricavi ammessi includono l'ammortamento e la remunerazione della RAB. Il valore RAB è calcolato sulla base del criterio a costo storico rivalutato.</p> <p><u>Specificità misura:</u> Le immobilizzazioni relative ai misuratori elettronici sono riconosciute sulla base di costi standard</p> <p>Le immobilizzazioni sono incluse nel RAB con un anno di lag.</p> <p>Il valore delle immobilizzazioni è al netto del corrispondente fondo ammortamento.</p> <p>Per il capitale investito di località la RAB è determinata come: immobilizzazioni nette + immobilizzazioni in corso + capitale circolante netto - poste rettificative (fissate pari allo 0,7% delle immobilizzazioni nette) - contributi pubblici e privati.</p> <p>La RAB viene aggiornata su base annuale tenendo conto dei nuovi investimenti e delle dismissioni, delle variazioni del fondo ammortamento e delle variazioni dei contributi pubblici, compresi i contributi di connessione.</p> <p>La remunerazione è riconosciuta anche sui lavori in corso (LIC).</p>	<p>I ricavi ammessi includono l'ammortamento e la remunerazione della RAB (o RAV - <i>Regulated Asset Value</i>).</p> <p>La RAB è calcolata sommando una stima del valore di mercato iniziale della RAB di ciascun operatore al momento della privatizzazione e tutte le successive aggiunte ad essa riconosciute al costo storico e deducendo le quote annuali di ammortamento.</p> <p>In alcuni casi viene inoltre effettuata una deduzione per riflettere il valore realizzato dalla dismissione di <i>asset</i> compresi nella RAB.</p> <p>La RAB è indicizzata per tener conto degli effetti dell'inflazione. Si sottolinea che Ofgem non ha sempre utilizzato gli attuali livelli di ammortamento accelerato. Prima del 2002 la vita utile regolatoria era compresa tra 33 e 38 anni. Per TE, le vite utili <i>post-vesting</i> erano inizialmente comprese tra 40 e 48 anni. La riduzione della vita utile regolatoria a 20 anni non è stata effettuata a causa delle vite utili degli <i>asset</i>, ma in risposta a un problema di finanziabilità causato dal cd. problema di "<i>cliff edge</i>" dell'ammortamento delle attività <i>pre-vesting</i>.</p> <p>Secondo Ofgem, l'utilizzo di vite utili regolatorie come strumento di "bilanciamento" per garantire la finanziabilità non è sostenibile nel lungo termine e porta a incertezza e mancanza di trasparenza e prevedibilità.</p>
Trattamento del CAPEX per investimenti centralizzati (fabbricati, immobilizzazioni immateriali, veicoli)	Stesso trattamento delle altre immobilizzazioni, con vita utile specifica: - Fabbricati industriali: 40 anni - ICT: 5 anni - Immobilizzazioni immateriali: 5 anni - Macchine d'ufficio, mezzi di trasporto, telefoni cellulari: 5 anni - Altre immobilizzazioni materiali: 10/17 anni	Stesso trattamento delle altre immobilizzazioni, con vita utile specifica: - Fabbricati industriali: 40 anni - ICT: 5 anni - Immobilizzazioni immateriali: 5 anni - Macchine d'ufficio, mezzi di trasporto, telefoni cellulari: 5 anni - Altre immobilizzazioni materiali: 10/17 anni	Per la tecnologia 1G, come DE  <u>Specificità misura:</u> Per la tecnologia 2G, tutto incluso tra le spese di investimento con vita utile di 15 anni.	Stesso trattamento delle altre immobilizzazioni, con vita utile specifica: - Fabbricati industriali: 40 anni - ICT: 5 anni - Immobilizzazioni immateriali: 5 anni - Macchine d'ufficio, automezzi, telefoni cellulari: 5 anni - Altre immobilizzazioni materiali: 10 anni	Stesso trattamento delle altre immobilizzazioni, con vita utile specifica: - Fabbricati industriali: 40 anni - ICT: 5 anni - Immobilizzazioni immateriali: 5 anni - Macchine d'ufficio, automezzi, telefoni cellulari: 5 anni - Altre immobilizzazioni materiali: 10 anni	Stesso trattamento delle altre immobilizzazioni, con vita utile specifica: - Fabbricati industriali: 40 anni - ICT: 5 anni - Immobilizzazioni immateriali: 5 anni - Macchine d'ufficio, automezzi, telefoni cellulari: 5 anni - Altre immobilizzazioni materiali: 10 anni	Il valore RAB è determinato a partire dal bilancio delle imprese al fine di calcolare un costo unitario medio per PdR, relativo sia alla remunerazione che all'ammortamento	N/D	
Metodologia per l'ammortamento	Definito per 23 categorie.  La quota ammortamento è calcolata come il rapporto tra: - l'attivo immobilizzato netto di ciascuna categoria di cespiti di ciascun anno (al netto di contributi pubblici o privati) - e la vita utile residua di ciascun cespite.  L'ammortamento è riconosciuto a partire dai ricavi t+2 (considerando che t è l'anno in cui l'investimento entra in esercizio).  La quota ammortamento riconosciuta nell'anno t riduce il valore dell'investimento (attivo immobilizzato lordo) nell'anno t+1.  Si consideri, ad esempio, un investimento in esercizio a partire dall'anno t: - per la tariffa t+1 produce solo remunerazione; - per la tariffa t+2 produce remunerazione sul capitale investito lordo e ammortamento; - per la tariffa t+3 produce remunerazione sul capitale investito netto (lordo meno 1 quota ammortamento) e ammortamento.	Definito per 29 categorie.  La quota ammortamento è calcolata come il rapporto tra: - l'attivo immobilizzato netto di ciascuna categoria di cespiti di ciascun anno (al netto di contributi pubblici o privati) - e la vita utile residua di ciascun cespite.  L'ammortamento è riconosciuto a partire dalla tariffa t+2 (considerando che t è l'anno in cui l'investimento entra in esercizio).  La quota ammortamento riconosciuta nell'anno t riduce il valore dell'investimento (attivo immobilizzato lordo) nell'anno t+1.  Si consideri, ad esempio, un investimento in esercizio a partire dall'anno t: - per la tariffa t+1 produce solo remunerazione; - per la tariffa t+2 produce remunerazione sul capitale investito lordo e ammortamento; - per la tariffa t+3 produce remunerazione sul capitale investito netto (lordo meno 1 quota ammortamento) e ammortamento.	Per la tecnologia 1G, uguale a DE  Per la tecnologia 2G, la spesa per investimenti produce a un tasso costante remunerazione + ammortamento per 15 anni.  L'ammortamento è riconosciuto a partire dai ricavi t+2 (considerando che t è l'anno in cui l'investimento entra in esercizio).  La quota ammortamento riconosciuta nell'anno t riduce il valore dell'investimento (attivo immobilizzato lordo) nell'anno t+1.  Si consideri, ad esempio, un investimento in esercizio a partire dall'anno t: - per la tariffa t+1 produce solo remunerazione; - per la tariffa t+2 produce remunerazione sul capitale investito lordo e ammortamento; - per la tariffa t+3 produce remunerazione sul capitale investito netto (lordo meno 1 quota ammortamento) e ammortamento.	Definito per 10 categorie.  La quota ammortamento è calcolata come il rapporto tra: - l'attivo immobilizzato lordo di ciascuna categoria di cespiti di ciascun anno (al netto di contributi pubblici o privati) - e la vita utile di ciascun cespite.  L'ammortamento è riconosciuto a partire dai ricavi t+2 (considerando che t è l'anno in cui l'investimento entra in esercizio).  La quota ammortamento riconosciuta nell'anno t riduce il valore dell'investimento (attivo immobilizzato lordo) nell'anno t+1.  Si consideri, ad esempio, un investimento in esercizio a partire dall'anno t: - per la tariffa t+1 produce solo remunerazione sul capitale investito lordo e ammortamento; - per la tariffa t+2 produce remunerazione sul capitale investito lordo e ammortamento; - per la tariffa t+3 produce remunerazione sul capitale investito netto (lordo meno 1 quota ammortamento) e ammortamento.	Definito per 12 categorie.  La quota ammortamento è calcolata come il rapporto tra: - l'attivo immobilizzato lordo di ciascuna categoria di cespiti di ogni anno (al netto di contributi pubblici o privati) - e la vita utile di ciascun cespite  L'ammortamento è riconosciuto a partire dai ricavi t+1 (considerando che t è l'anno in cui l'investimento entra in esercizio).  La quota ammortamento riconosciuta nell'anno t riduce il valore dell'investimento (attivo immobilizzato lordo) nell'anno t+1.  Si consideri, ad esempio, un investimento in esercizio dall'anno t: - per la tariffa t+1 produce remunerazione sul capitale investito lordo e ammortamento; - per la tariffa t+2 produce remunerazione sul capitale investito netto (lordo meno 1 quota ammortamento) e ammortamento.	Definito per 11 categorie.  La quota ammortamento è calcolata come il rapporto tra: - l'attivo immobilizzato lordo di ciascuna categoria di cespiti di ogni anno (al netto di contributi pubblici o privati) - e la vita utile residua di ciascun cespite.  L'ammortamento è riconosciuto a partire dai ricavi t+2 (considerando che t è l'anno in cui l'investimento entra in esercizio).  La quota ammortamento riconosciuta nell'anno t riduce il valore dell'investimento (attivo immobilizzato lordo) nell'anno t+1.  Si consideri, ad esempio, un investimento in esercizio a partire dall'anno t: - per la tariffa t+1 produce solo remunerazione; - per la tariffa t+2 produce remunerazione sul capitale investito lordo e ammortamento; - per la tariffa t+3 produce remunerazione sul capitale investito netto (lordo meno 1 quota ammortamento) e ammortamento.	Definito per 11 categorie.  La quota ammortamento è calcolata come il rapporto tra: - l'attivo immobilizzato lordo di ciascuna categoria di cespiti di ogni anno (al netto di contributi pubblici o privati) - e la vita utile di ciascun cespite.  L'ammortamento è riconosciuto a partire da tariffa t+1 (considerando che t è l'anno in cui l'investimento entra in funzione).  La quota ammortamento riconosciuta nell'anno t riduce il valore dell'investimento (attivo immobilizzato lordo) nell'anno t.  Si consideri, ad esempio, un investimento in esercizio a partire dall'anno t: - per la tariffa t+1 produce remunerazione sul capitale investito netto (lordo meno la quota di ammortamento riconosciuta nel medesimo anno) e ammortamento; - per la tariffa t+2 produce remunerazione sul capitale investito netto (lordo meno due quote ammortamento) e ammortamento.	Definito per 6 categorie.  La quota ammortamento è calcolata come il rapporto tra: - l'attivo immobilizzato lordo di ciascuna categoria di cespiti di ogni anno (al netto di contributi pubblici o privati) - e la vita utile di ciascun cespite.  L'ammortamento è riconosciuto a partire da tariffa t+1 (considerando che t è l'anno in cui l'investimento entra in funzione).  La quota ammortamento riconosciuta nell'anno t riduce il valore dell'investimento (attivo immobilizzato lordo) nell'anno t.  Si consideri, ad esempio, un investimento in esercizio a partire dall'anno t: - per la tariffa t+1 produce remunerazione sul capitale investito netto (lordo meno la quota di ammortamento riconosciuta nel medesimo anno) e ammortamento; - per la tariffa t+2 produce remunerazione sul capitale investito netto (lordo meno due quote ammortamento) e ammortamento.	Nessuna distinzione tra diverse tipologie di <i>asset</i> (ad es. vita utile regolatoria di 45 anni per RIIO-2, ad eccezione dell'ESO). Il tasso di ammortamento è fissato in modo che le diverse generazioni di utenti paghino le tariffe di rete in proporzione al valore dei servizi che ricevono. Ammortamento lineare per TE, ammortamento accelerato ( <i>front loaded depreciation</i> ) per TG e DG.

	Trasmissione elettrica	Distribuzione e misura dell'energia elettrica	Trasporto gas	Stoccaggio gas	Rigassificazione (GNL)	Distribuzione e misura gas	Ofgem approach
<b>Metodologia per definire il capitale circolante netto (CCN)</b>	Definito come 0,1% dell'attivo immobilizzato netto	Definito come 0,1% dell'attivo immobilizzato netto	Definito come 0,8% dell'attivo immobilizzato lordo	Definito come 0,8% dell'attivo immobilizzato lordo	Definito come 0,8% dell'attivo immobilizzato lordo	Definito come lo 0,8% dell'attivo immobilizzato lordo (comprese le immobilizzazioni in corso)	N/D
<b>Contributi</b>	Portati in deduzione dall'attivo immobilizzato lordo per calcolare la RAB e l'ammortamento riconosciuto.  Incentivi per ottenere contributi: - per il calcolo degli ammortamenti riconosciuti, le quote di ammortamento di eventuali contributi ottenuti dal 2016 non vengono portati in detrazione della quota di ammortamento per 5 anni e fino al 10% del contributo percepito.	Portati in deduzione dell'attivo immobilizzato lordo, inclusi quelli previsti per le nuove connessioni dei punti di prelievo in base alla rispettiva spesa, al netto della quota del 20% a copertura delle spese generali, portata in deduzione delle OPEX.  Incentivi per ottenere contributi: - per il calcolo degli ammortamenti riconosciuti, le quote di ammortamento di eventuali contributi ottenuti dal 2016 non sono portate in detrazione della quota di ammortamento riconosciuta per 3 anni e fino al 10% del valore del contributo percepito.	Portati in deduzione dell'attivo immobilizzato lordo per calcolare la RAB e l'ammortamento riconosciuto.  Incentivi per ottenere contributi: - per il calcolo degli ammortamenti riconosciuti, i contributi non legati a Connecting Europe Facility non vengono portati in deduzione dell'attivo immobilizzato lordo per 5 anni - i contributi relativi a Connecting Europe Facility ottengono un incentivo <i>una tantum</i> pari al 10% del contributo (entro i limiti del 5% dell'investimento a cui il contributo si riferisce).	Portati in deduzione dell'attivo immobilizzato lordo per calcolare la RAB e l'ammortamento riconosciuto.	Portati in deduzione dell'attivo immobilizzato lordo per calcolare la RAB e l'ammortamento riconosciuto.	Portati in deduzione dell'attivo immobilizzato lordo per calcolare la RAB e l'ammortamento riconosciuto.	Le spese di investimento riconosciute sono al netto dei contributi.
<b>Remunerazione dei lavori in corso (LIC)</b>	I LIC sono remunerati in tariffa utilizzando tassi differenziati a seconda del numero di anni in cui le immobilizzazioni rimangono in corso, comunque per un massimo di 4 anni: - 5,20% per i primi due anni - 2,40% per il terzo e quarto anno - successivamente nessuna remunerazione fino all'entrata in esercizio	I LIC sono remunerati in tariffa senza limiti di tempo.	I LIC sono remunerati in tariffa ad un tasso definito assumendo D/E pari a 4 (4,8% per il 2022), senza limiti di tempo.	Dal 2015 (quarto periodo di regolazione dello stoccaggio, 4PRS), il valore dei LIC non è remunerato.  Tuttavia, per gli investimenti realizzati dopo il 1° gennaio 2015, gli operatori sono autorizzati a includere nel calcolo dell'attivo immobilizzato netto gli oneri di finanziamento capitalizzati maturati prima dell'entrata in esercizio del cespite. Tale quota non deve superare un tasso di interesse definito assumendo D/E pari a 4 (5,6% per il 2022), applicato al valore dei LIC.	Dal 2020 (quinto periodo di regolazione di GNL, 5PR GNL), i LIC non sono remunerati.  Tuttavia, per gli investimenti realizzati dopo il 1° gennaio 2020, gli operatori sono autorizzati a includere nel calcolo dell'attivo immobilizzato netto gli oneri di finanziamento capitalizzati maturati prima dell'entrata in esercizio del cespite. Tale quota non deve superare un tasso di interesse definito assumendo D/E pari a 4 (5,7% per il 2022), applicato al valore dei LIC.  I LIC al 2019 possono essere remunerati ad un tasso definito assumendo D/E pari a 4 (5,7% per il 2022), non oltre il 2023.	I LIC sono remunerati nella tariffa senza limiti di tempo.	Nel modello RIIO, i costi vengono aggiunti alla RAB, in base alle previsioni di spesa e al tasso di capitalizzazione, e sono soggetti a UM e PCD nel caso in cui gli investimenti non vengano portati a termine per intero o non siano stati rispettati determinati standard.