

DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE
655/2022/R/COM

CRITERI DI DETERMINAZIONE DEL COSTO RICONOSCIUTO
SECONDO L'APPROCCIO ROSS-BASE
Orientamenti finali

Documento per la consultazione per la formazione di provvedimenti nell'ambito del procedimento
avviato con deliberazione dell'Autorità per la regolazione di energia reti e ambiente
13 ottobre 2020, 271/2021/R/com

Mercati di incidenza: energia elettrica e gas naturale

6 dicembre 2022

Premessa

Il presente documento per la consultazione si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione dell'Autorità per la regolazione di energia reti e ambiente (di seguito: Autorità) 28 giugno 2021, 271/2021/R/com (di seguito: deliberazione 271/2021/R/com), per la formazione di provvedimenti in materia di metodi e criteri di regolazione tariffaria basati sulla spesa totale per la determinazione del costo riconosciuto (ROSS-base) per i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas 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) e del documento per la consultazione 12 luglio 2022, 317/2022/R/com, nel quale sono stati illustrati gli orientamenti in relazione all'ambito di applicazione dell'approccio ROSS e ai criteri di determinazione del costo riconosciuto secondo l'approccio ROSS-base (di seguito: documento per la consultazione 317/2022/R/com).

Con il presente documento l'Autorità intende porre in consultazione alcuni approfondimenti in relazione a tematiche relative ai criteri di determinazione del costo riconosciuto secondo l'approccio ROSS-base.

*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 **13 gennaio 2023**.*

Le osservazioni possono essere trasmesse unicamente attraverso il servizio interattivo messo a disposizione sul sito internet dell'Autorità www.arera.it o, in alternativa, all'indirizzo pec istituzionale 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
sito internet: 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, PEC: 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: ARERA, Corso di Porta Vittoria, 27, 20122, Milano, e-mail: rpd@arera.it.

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

INDICE

PARTE I – ASPETTI INTRODUTTIVI	5
1. Oggetto e ambito della consultazione	5
2. Obiettivi generali e specifici del modello <i>ROSS-base</i>	5
3. Sviluppo e tempistiche del procedimento	6
4. Struttura del documento	7
PARTE II – APPROFONDIMENTI TEMATICI	8
5. Introduzione	8
6. Il nuovo quadro regolatorio per i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas	9
7. <i>Impostazione generale sistema tariffario</i>	10
9. Incentivi all’efficienza	16
10. Tassi di capitalizzazione	25
11. Allineamento dei criteri di regolazione tra i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas	27
12. Trattamento dell’inflazione	29
13. Distribuzione del gas naturale	30
14. Meccanismi di gestione delle incertezze	31

PARTE I – ASPETTI INTRODUTTIVI

1. Oggetto e ambito della consultazione

- 1.1 Il presente documento per la consultazione si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con la 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 (escluse le imprese di distribuzione dell'energia elettrica che servono meno di 25.000 punti di prelievo o beneficiarie di integrazioni tariffarie ai sensi dell'articolo 7 della legge 9 gennaio 1991, n. 10 o ammesse al regime tariffario parametrico). Il documento fa seguito alla pubblicazione del documento per la consultazione 615/2021/R/com, nel quale sono state illustrate le Linee guida per lo sviluppo della regolazione *ROSS-base*, e del documento per la consultazione 317/2022/R/com, nel quale sono stati illustrati gli orientamenti in relazione all'ambito di applicazione dell'approccio *ROSS* e ai criteri di determinazione del costo riconosciuto secondo l'approccio *ROSS-base*.
- 1.2 Con il presente documento l'Autorità intende porre in consultazione alcuni approfondimenti in relazione a specifiche tematiche inerenti ai criteri di determinazione del costo riconosciuto secondo l'approccio *ROSS-base*.

2. Obiettivi generali e specifici del modello *ROSS-base*

- 2.1 Di seguito sono richiamati gli obiettivi generali e specifici già indicati nel documento per la consultazione 615/2021/R/com.
- 2.2 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.
- 2.3 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*.

2.4 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.

2.5 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* del Quadro strategico 2022-2025 sopra richiamato.

2.6 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 sopra identificati), sono state individuate, nel documento per la consultazione 317/2022/R/com, differenti opzioni di regolazione i cui impatti sono stati 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.

3. Sviluppo e tempistiche del procedimento

3.1 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.

3.2 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*).

3.3 Nel mese di luglio è stato pubblicato il documento per la consultazione 317/2022/R/com.

3.4 Nel mese di ottobre si è tenuto un seminario pubblico e si sono svolti ulteriori incontri di approfondimento tecnico con gli operatori dei servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas interessati dalla riforma e con le loro associazioni di categoria (*focus group*).

3.5 Nel mese di gennaio si svolgeranno ulteriori incontri di approfondimenti con gli operatori dei servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas interessati dalla riforma e con le loro

associazioni di categoria (*focus group*) sullo schema di articolato che sarà reso disponibile dagli Uffici entro una settimana dalla pubblicazione del presente documento per la consultazione. L'adozione del provvedimento finale, con l'approvazione del Testo integrato, recante i criteri generali di determinazione del costo riconosciuto secondo il modello *ROSS* per il periodo 2024-2031 (TIROSS-base), è prevista tra la fine del mese di gennaio 2023 e l'inizio del mese di febbraio 2023.

- 3.6 In parallelo al presente procedimento dedicato allo sviluppo del modello *ROSS-base*, l'Autorità, con la deliberazione 25 ottobre 2022, 527/2022/R/com (di seguito: deliberazione 527/2022/R/com), ha avviato un procedimento dedicato allo sviluppo del modello *ROSS-integrale*.

4. Struttura del documento

- 4.1 Il presente documento, oltre alla parte introduttiva, comprende un'ulteriore Parte II dedicata a tematiche già trattate nel documento per la consultazione 317/2022/R/com che richiedono ulteriori approfondimenti.
- 4.2 Completa il documento l'Appendice 1, contenente alcuni approfondimenti e richiami di precedenti regolatori rispetto al tema della finanziabilità, effettuati dalla società Oxera Consulting LLP, che ha anche svolto, in generale, attività di supporto tecnico/scientifico per la preparazione del presente documento per la consultazione.

PARTE II – APPROFONDIMENTI TEMATICI

5. Introduzione

- 5.1 In relazione alle ipotesi relative ai criteri di determinazione del costo riconosciuto secondo l’approccio *ROSS-base*, le risposte al documento per la consultazione 317/2022/R/com hanno reso opportuno lo svolgimento di un’ulteriore fase di consultazione rispetto ad alcuni approfondimenti tematici.
- 5.2 Nella presente Parte II sono illustrate in modo sintetico le principali caratteristiche del nuovo quadro di regolazione tariffaria per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas (Capitoli 6 e 7) e sono riportati, nei capitoli successivi, gli esiti degli approfondimenti tematici, con le considerazioni e gli orientamenti finali dell’Autorità.
- 5.3 Non sono invece riportati ulteriori elementi in relazione alle ipotesi di adozione di:
- costi unitari *standard* per la valorizzazione degli investimenti: tale tematica richiede lo svolgimento di opportuni approfondimenti sia a livello generale, sia a livello di singolo servizio regolato. L’Autorità ritiene opportuno che sia costituito un apposito tavolo di lavoro con operatori e loro associazioni per la definizione del quadro di regole necessarie per l’identificazione di costi *standard/benchmark* da utilizzare sia nel contesto del *ROSS-base* (al riguardo si ricorda che il modello *ROSS-base*, nella configurazione definita “a regime” o *ROSS-base-R* nel documento per la consultazione 317/2022/R/com, prevede la valutazione della spesa di capitale sulla base di costi *standard* unitari) per la valorizzazione degli investimenti, sia nel contesto del *ROSS-integrale* per la valutazione delle previsioni di spesa formulate dalle imprese. A questo scopo l’Autorità intende istituire un tavolo di lavoro, con l’obiettivo di completare le attività propedeutiche alla formulazione di una proposta finale entro il 2024. Il 2025 potrebbe essere utilizzato ai fini di svolgere gli opportuni *test*, in vista dell’applicazione nel 2026;
 - una metodologia di analisi dei rendimenti economico-finanziari: anche in relazione alla messa a punto della metodologia di analisi dei rendimenti basata sul *return on regulated investment* (RORE), l’Autorità ritiene opportuna la costituzione di un apposito tavolo di lavoro con operatori e loro associazioni. A questo scopo l’Autorità intende istituire il tavolo di lavoro, con l’obiettivo di completare le attività propedeutiche alla formulazione di una proposta finale entro il 2023.
- 5.4 In relazione alla fissazione delle tempistiche e ambito di applicazione sono svolti approfondimenti solo in relazione all’ipotesi di prevedere la possibilità di acquisire previsioni di spesa anche per il *ROSS-base*, soluzione che potrebbero trovare impiego anche nel contesto delle sperimentazioni del *ROSS-integrale* prospettate nel documento per la consultazione 317/2022/R/com. Sulle altre tematiche relative all’ambito di applicazione si ritiene che eventuali ulteriori approfondimenti possano essere effettuati nell’ambito dei focus group previsti per il mese di gennaio 2023..

6. Il nuovo quadro regolatorio per i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas

- 6.1 Le disposizioni relative alla regolazione tariffaria per obiettivi di spesa e di servizio saranno raccolte in uno specifico testo integrato, Testo Integrato relativo alla Regolazione tariffaria per Obiettivi di Spesa e di Servizio (TIROSS).
- 6.2 Il TIROSS fissa principi e criteri di regolazione che definiscono la cornice entro la quale sono definite le regolazioni specifiche di ciascun servizio infrastrutturale regolato dei settori elettrico e gas. Le disposizioni applicabili ai diversi servizi vengono fissate nei testi integrati specifici per ciascun servizio, anche nei casi in cui il valore di singoli parametri sia già determinato nel TIROSS. Questo approccio si ritiene possa, da un lato, favorire omogeneità nei criteri di regolazione, dall'altro, rendere agevole l'individuazione dell'insieme di regole che si applica al singolo servizio, senza necessità di consultare una pluralità di testi per avere contezza delle disposizioni da applicare. In questa prospettiva l'Autorità intende procedere all'accorpamento nel TIROSS anche delle disposizioni sul tasso di remunerazione del capitale investito, attualmente contenute nel TIWACC, senza apportare modifica alcuna a tale disciplina e in piena continuità di vigenza.
- 6.3 Al fine di evitare un'eccessiva frammentazione degli aggiornamenti tariffari, l'Autorità intende poi valutare, nei limiti operativi di quanto possibile sotto il profilo della gestione simultanea delle attività propedeutiche alla definizione del quadro di regole per ciascun periodo di regolazione per singolo servizio, la sincronizzazione dei periodi di vigenza della disciplina generale contenuta nel TIROSS e delle discipline specifiche di ciascun servizio. Sotto questo profilo si reputa che la durata di vigenza della disciplina generale contenuta nel TIROSS possa essere di otto anni, mentre la durata del periodo di regolazione di ciascun servizio infrastrutturale regolato dei settori elettrico e gas possa essere di quattro anni.
- 6.4 L'ipotesi di prevedere un periodo di vigenza della disciplina generale del TIROSS pari a otto anni risponde alla necessità di garantire stabilità regolatoria, al fine di consentire il consolidamento di un paradigma regolatorio che presenta dei significativi elementi di discontinuità rispetto all'attuale. L'assetto proposto inoltre, a parere dell'Autorità, consente di declinare al suo interno le specificità dei modelli *ROSS*, nelle versioni base ed integrale, e pone le condizioni affinché tali modelli possano trovare applicazione in ottica armonizzata in tutti i servizi, in corrispondenza delle diverse regolazioni di periodo.
- 6.5 Al contempo, anche considerando la fase di prima applicazione di tali modelli, l'Autorità intende riservarsi la possibilità di procedere ad affinamenti infra-periodo di tale regolazione, da definirsi per il periodo 2028-2031.
- 6.6 I principi e i criteri contenuti nel TIROSS trovano applicazione nelle regolazioni di periodo specifiche dei servizi regolati che si avviano a partire dall'1 gennaio 2024. Pertanto, per le regolazioni specifiche di servizio attualmente in vigore che si concludano successivamente all'1 gennaio 2024, continuano a valere le regole contenute nei testi integrati attualmente in vigore.
- 6.7 Sotto il profilo della struttura, il TIROSS è articolato in due parti:
- una Parte I che contiene lo schema generale di riconoscimento dei costi ai fini della determinazione dei vincoli ai ricavi ammessi secondo il modello *ROSS*;
 - una Parte II che contiene le regole specifiche del *ROSS-integrale* (quali i criteri per la determinazione del sentiero di spesa totale futuro basato su *business plan*, i criteri di

controllo e monitoraggio della spesa, l'integrazione dei meccanismi di regolazione della qualità e incentivi relativi all'efficienza tecnica delle reti).

- 6.8 In vista dello svolgimento di specifiche sessioni di focus group, la *Direzione Infrastrutture Energia e Unbundling*, in parallelo alla pubblicazione del presente documento per la consultazione, renderà disponibile, un documento di lavoro recante uno schema di articolato relativo alla Parte I del TIROSS, con i principi generali del modello *ROSS*, applicabili in parte anche al modello *ROSS-integrale*.
- 6.9 La Parte II del TIROSS, con i criteri specifici del modello *ROSS-integrale*, nonché eventuali integrazioni della Parte I che si rendano necessarie in relazione alle specificità del modello integrale, saranno invece completate in esito al procedimento avviato con la deliberazione 527/2022/R/com, finalizzato alla definizione del quadro di regole generali per l'applicazione dello stesso modello *ROSS-integrale* ai singoli servizi regolati.
- 6.10 Per quanto riguarda la regolazione della qualità, che pur costituirà una parte importante del *ROSS-integrale*, non si ritiene opportuno prevedere un quadro generale di regole che possano trovare applicazione in tutti i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas, essendo prevalenti gli aspetti specifici di ciascun servizio.

Spunti per la consultazione

- S1. Osservazioni rispetto alla durata del periodo di vigenza dei criteri generali contenuti nel TIROSS e sulla durata dei singoli periodi di regolazione dei singoli servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas.

7. Impostazione generale sistema tariffario

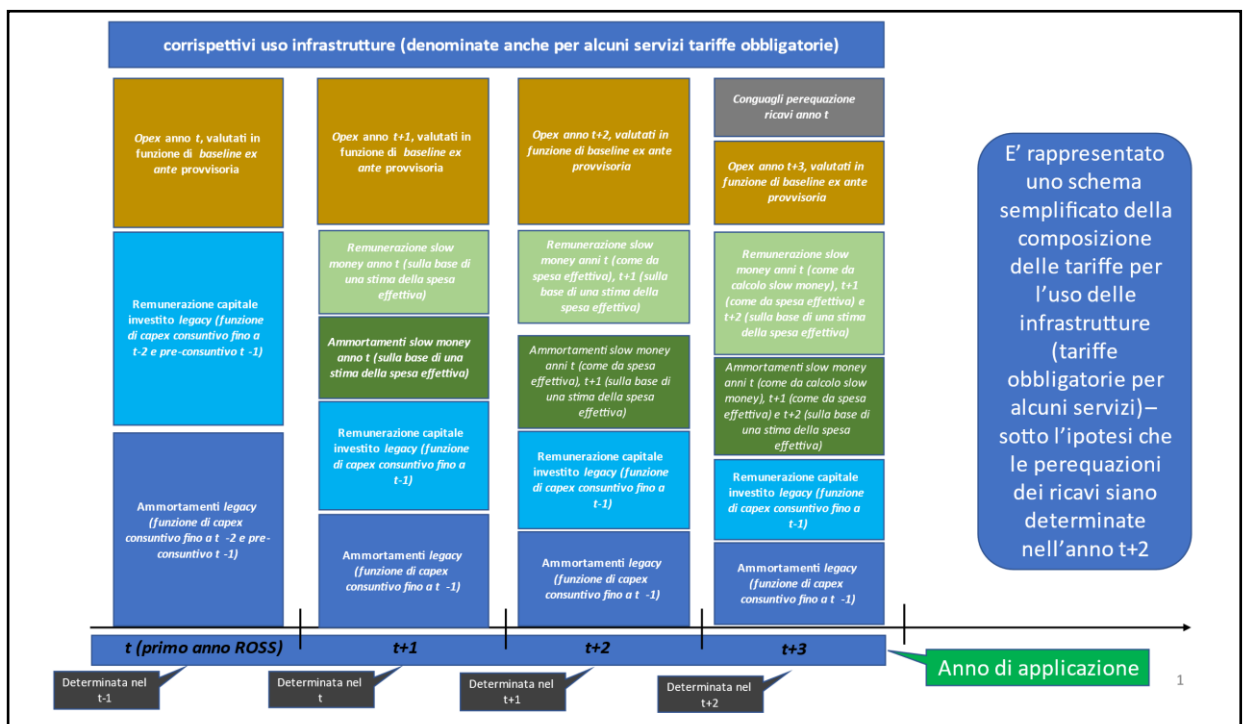
- 7.1 In linea generale il sistema tariffario per i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas è organizzato secondo la logica del *tariff decoupling*, con corrispettivi applicati ai clienti del servizio disaccoppiati dai parametri utilizzati per il dimensionamento del ricavo ammesso a copertura dei costi del servizio.
- 7.2 I costi del servizio trovano copertura sia in corrispettivi per l'accesso al servizio (contributi per le connessioni) e in altri contributi per prestazioni inerenti al servizio regolato non coperte dai corrispettivi per l'uso delle infrastrutture, sia in corrispettivi per l'uso delle infrastrutture che sono identificati, per i servizi di distribuzione, come tariffe obbligatorie.
- 7.3 I criteri per la determinazione dei contributi per le connessioni e i corrispettivi per altre prestazioni inerenti i servizi regolati sono disciplinati nell'ambito della regolazione specifica di ciascun servizio e non sono oggetto di disposizioni di carattere generale.
- 7.4 I contributi per le connessioni, al pari di altri contributi pubblici e privati, sono portati in diminuzione del capitale investito, secondo modalità definite e specifiche per ciascun servizio.

Quota *fast money* e quota *slow money*

- 7.5 Secondo l'approccio *ROSS*, in termini generali, in ciascun anno t la spesa totale concorre alla determinazione di:
- quota *fast money*, calcolata in funzione della spesa totale effettiva, degli incentivi all'efficienza e del tasso di capitalizzazione riconosciuti per lo stesso anno t ;
 - quota *slow money*, calcolata in funzione della spesa totale effettiva, degli incentivi all'efficienza e del tasso di capitalizzazione riconosciuti per lo stesso anno t .
- 7.6 La quota *slow money* dell'anno va a incrementare il capitale investito.

Determinazione della tariffa per l'uso dell'infrastruttura

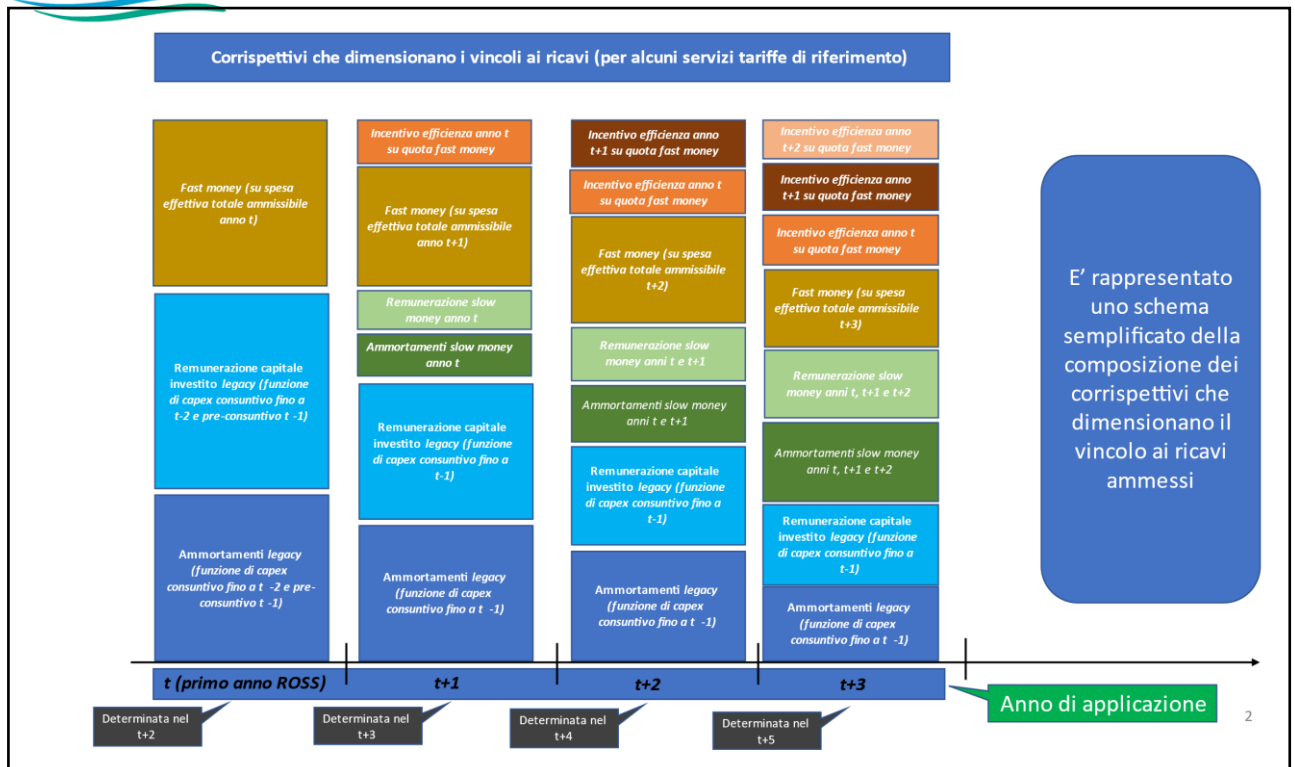
- 7.7 Nel contesto *ROSS* i corrispettivi per l'uso dell'infrastruttura sono di norma calcolati nell'anno precedente a quello di applicazione.
- 7.8 Nel Box 1 è riportata una esemplificazione schematica delle tempistiche di determinazione delle tariffe per l'uso dell'infrastruttura secondo l'approccio *ROSS* nel primo quadriennio di applicazione.



Box 1 – Schema esemplificativo tempistiche e composizione tariffe per uso infrastrutture

Determinazione dei corrispettivi che dimensionano il vincolo ai ricavi ammessi delle imprese

- 7.9 I corrispettivi (o ricavi) che dimensionano il vincolo ai ricavi ammessi delle imprese per l'anno t sono determinati di norma a consuntivo nell'anno $t+2$.
- 7.10 Nel Box 2 è riportata una esemplificazione schematica delle tempistiche e della composizione dei corrispettivi che dimensionano il vincolo ai ricavi ammessi delle imprese in relazione al primo quadriennio di applicazione dell'approccio *ROSS*.



Box 2 – Schema esemplificativo delle tempistiche di determinazione delle tariffe

Meccanismi perequativi

- 7.11 Il bilanciamento tra i ricavi effettivi e il ricavo ammesso delle imprese per l'anno t è garantito da appositi meccanismi di perequazione, i cui importi sono di norma definiti nell'anno $t+2$. L'eventuale finanziamento di tali squilibri è effettuato mediante le componenti tariffarie specifiche di ciascun servizio destinate alla copertura di tali eventuali squilibri. Di norma l'attivazione di tali componenti, con riferimento agli importi di perequazione dell'anno $t+1$, è effettuata nell'anno $t+3$ (si veda il Box 1).
- 7.12 Nelle regolazioni specifiche per ciascun servizio possono essere definiti meccanismi di perequazione in acconto, basati su determinazioni provvisorie dei corrispettivi che dimensionano il ricavo delle imprese.

Spunti per la consultazione

S2. Osservazioni sull'impostazione generale del sistema tariffario nel contesto ROSS.

8. Finanziabilità degli investimenti e previsioni di spesa

Principali elementi emersi dalla consultazione

- 8.1 Nell'ambito della consultazione alcuni soggetti hanno espresso preoccupazioni rispetto all'impostazione del ROSS-base che sembrerebbe più orientato a migliorare produttività ed

efficienza senza dare troppo enfasi a incentivare gli investimenti necessari per la decarbonizzazione. Al riguardo sono state sottolineate, in particolare, le esigenze di assicurare la finanziabilità degli investimenti necessari per la decarbonizzazione.

- 8.2 Per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica, un soggetto propone l'introduzione del *ROSS-integrale* dal 2024, con un *business plan* semplificato che potrebbe essere utilizzato per la definizione dei tassi di capitalizzazione, per la definizione del profilo di ammortamento della RAB esistente ed eventualmente per la fissazione del sentiero di sviluppo dei costi operativi, pur gestendo il *capex* come *pass-through*.

Orientamenti finali

Previsioni di spesa nel contesto *ROSS-base*

- 8.3 L'Autorità condivide l'esigenza di assicurare che il quadro di regolazione sia in grado di garantire la finanziabilità degli investimenti necessari per la transizione energetica.
- 8.4 L'entità degli investimenti che saranno necessari nella prospettiva della decarbonizzazione e la loro distribuzione nel tempo dipendono chiaramente dalle scelte di politica energetica che saranno effettuate a livello comunitario e a livello nazionale.
- 8.5 Mentre per il settore elettrico si prospetta un periodo di elevati investimenti, è ragionevole assumere che per il settore del gas i problemi potranno essere connessi con la graduale sostituzione del gas naturale con vettori energetici compatibili con gli obiettivi di decarbonizzazione e con la concreta possibilità di utilizzare gas rinnovabili come sostituti.
- 8.6 Come emerge dalle risposte alla consultazione il disegno della politica tariffaria e la calibrazione delle leve disponibili per fissare i riconoscimenti tariffari nella transizione energetica richiedono una attenta valutazione prospettica delle dinamiche di costo e di domanda.
- 8.7 A questo scopo l'Autorità intende acquisire, anche nel contesto del *ROSS-base*, proiezioni pluriennali di spesa su un orizzonte almeno pari alla durata del periodo di regolazione, da utilizzare per la definizione delle politiche tariffarie da applicare ai singoli servizi regolati, in particolare in relazione alla calibrazione dei tassi di capitalizzazione, delle *baseline* dei costi operativi e delle politiche di ammortamento, sia dei cespiti esistenti sia dei cespiti che saranno realizzati nel periodo di vigenza della regolazione per obiettivi di spesa e di servizio.
- 8.8 A questo scopo si ritiene possano essere adottati gli schemi previsionali di seguito riportati che devono essere predisposti dalle imprese, secondo i criteri di redazione dei rendiconti annuali separati. L'Autorità ritiene che tali proiezioni di dati economico-patrimoniali debba essere accompagnata da dati previsivi relativi che consentano una valutazione dell'avanzamento fisico degli investimenti, da definire, per singolo servizio, in coerenza con quanto poi previsto in sede di monitoraggio (si veda il successivo *Box 3*).

Tabella 1 - Conto economico previsionale

	Anno 1	Anno 2	Anno 3	Anno 4	Anno 5
Ricavi attività regolate					
Costi operativi attività regolate					
Ricavi attività non regolate					
Costi operativi attività non regolate					

EBITDA					
Ammortamenti					
EBIT					
Oneri finanziari netti					
Imposte					
Utile netto					

Tabella 2 - Stato patrimoniale previsionale

	Anno 1	Anno 2	Anno 3	Anno 4	Anno 5
Attivo immobilizzato lordo <i>t-1</i>					
Incrementi patrimoniali anno <i>t</i>					
Ammortamento anno <i>t</i>					
Fondo ammortamento <i>t-1</i>					
Ammortamento					
Contributi					
Fondo ammortamento contributi					
Capitale investito netto attività regolate					
Capitale investito netto attività non regolate					
Debito netto					
Equity					

Tabella 3 - Cash flow previsionale

	Anno 1	Anno 2	Anno 3	Anno 4	Anno 5
Disponibilità liquida e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio					
<i>Cash flow</i> da attività operativa					
<i>Cash flow</i> da attività di investimento					
<i>Cash flow</i> da attività di finanziamento					
Disponibilità liquida e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio					

- 8.9 Secondo quanto previsto dall'articolo 1, comma 1, della legge 481/95, il sistema tariffario deve 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.
- 8.10 Rispetto al tema della finanziabilità degli investimenti e delle ricadute in termini di equilibrio economico-finanziario delle imprese, l'Autorità intende valutare l'ipotesi di introdurre specifici strumenti di valutazione della sostenibilità finanziaria, in analogia a quanto previsto da Ofgem nelle regole per il RIIO-2¹. In particolare, l'Autorità, in coerenza con l'approccio adottato per la determinazione del tasso di remunerazione del capitale investito, è orientata a:
- 1) definire una impresa nozionale, con specifiche assunzioni sulla struttura di finanziamento;
 - 2) identificare specifici indicatori chiave relativi al debito mutuati dalle analisi di finanziabilità che sono svolte tipicamente dalle agenzie di *rating* (si veda la Figura 2);
 - 3) effettuare valutazioni prospettiche del *RORE*;
 - 4) definire soglie minime o *range* di accettabilità rispetto agli indicatori chiave;
 - 5) valutare se l'impresa nozionale rispetterà le soglie minime sulla base delle regole definite in occasione delle regolazioni tariffarie di periodo;
 - 6) svolgere analisi di sensitività rispetto a scenari alternativi.

$$\frac{\text{Net debt}}{\text{RAB}}$$

$$\frac{\text{FFO (pre cash net interest)}}{\text{Cash net interest + principal inflation accretion}}$$

$$\frac{\text{FFO (pre cash net interest)}}{\text{Cash net interest}}$$

$$\frac{\text{FFO (pre cash net interest) - RAB depreciation}}{\text{Cash net interest}}$$

$$\frac{\text{FFO (pre cash net interest) - RAB depreciation + RAB inflation}}{\text{Cash net interest + principal inflation accretion}}$$

$$\frac{\text{FFO (post cash interest) - principal inflation accretion}}{\text{Net debt}}$$

$$\frac{\text{FFO (post cash interest) - dividends - principal inflation accretion}}{\text{Net debt}}$$

Figura 1 - Ipotesi di indicatori chiave per valutare la finanziabilità

Modalità di valutazione della finanziabilità

- 8.11 Rispetto all'inserimento della valutazione di finanziabilità si possono prevedere diversi approcci.
- 8.12 Nel contesto del *ROSS-integrale* si potrebbe ipotizzare di chiedere alle imprese di inserire le valutazioni della finanziabilità dei progetti proposti nei *business plan*, fornendo evidenze delle metriche utilizzate. L'Autorità poi, in fase di determinazione del ricavo ammesso, valuta la finanziabilità per ciascuna impresa sulla base degli indicatori e delle soglie che sono state fissate.
- 8.13 Nel caso del *ROSS-base* l'Autorità, sulla base dei dati previsionali acquisiti, potrebbe svolgere, all'inizio del periodo di regolazione, analisi di carattere generale basate sull'impresa nozionale rappresentativa di ciascun servizio regolato e prevedere la possibilità che le imprese possano presentare specifiche istanze, nel caso siano riscontrati problemi di finanziabilità.

¹ Per un approfondimento sull'esperienza Ofgem si rinvia all'Appendice 1 al presente documento per la consultazione.

Tavolo di lavoro con imprese e *stakeholder*

- 8.14 La tematica della finanziabilità assume particolare rilevanza nel contesto degli ingenti investimenti necessari per sostenere la transizione energetica.
- 8.15 L’Autorità ritiene necessario che le ipotesi per l’introduzione di strumenti di valutazione della finanziabilità debbano essere puntualmente analizzati, per ciascun servizio regolato, nel contesto di specifici tavoli di lavoro con imprese e *stakeholder*, prima di essere approvati in modo definitivo.

Spunti per la consultazione

- S3. Osservazioni rispetto alle ipotesi relative agli strumenti regolatori per monitorare la finanziabilità degli investimenti.
- S4. Rispetto agli schemi riportati nelle Tabelle 1, 2 e 3, come si valuta l’ipotesi di acquisire proiezioni basate sui dati effettivi di ciascuna impresa e su proiezioni riferite a un’impresa nozionale, con caratteristiche definite dal regolatore in coerenza con le decisioni assunte in materia di determinazione del tasso di remunerazione del capitale investito?
- S5. Si ritiene che alcune delle informazioni/dati acquisiti debbano essere gestiti in modo riservato da parte dell’Autorità? Motivare la risposta.

9. Incentivi all’efficienza

Principali elementi emersi dalla consultazione

- 9.1 Nell’ambito della consultazione le ipotesi relative agli incentivi all’efficienza sono state giudicate piuttosto sfidanti da parte di operatori e loro associazioni ed è stata ribadita la preoccupazione per la sovrapposizione del meccanismo del *price-cap* con l’applicazione di logiche di *sharing* rispetto ai recuperi di efficienza conseguiti.
- 9.2 Molti dei soggetti che hanno partecipato alla consultazione hanno evidenziato, poi, la scarsa possibilità di conseguire ulteriori recuperi di efficienza, considerato l’importante efficientamento già conseguito negli ultimi venti anni.
- 9.3 Molti hanno, invece, segnalato l’importanza di mantenere potenze degli incentivi² all’efficienza non inferiori a quelli attuali. È stata poi suggerita da diversi soggetti l’adozione di logiche asimmetriche nella fissazione delle percentuali di *sharing*, distinguendo i casi di *out-* da quelli di *underperformance*.
- 9.4 Rispetto all’opzione di regolazione E1 – meccanismo di incentivazione, alcuni soggetti hanno osservato che l’opzione E1.A, che prevede l’adozione di un *totex incentive mechanism* (TIM), risulta di più agevole applicazione. Alcuni soggetti ritengono per contro

² La potenza dell’incentivo può essere misurata come rapporto tra il valore attuale netto dei benefici lasciati alle imprese e il valore attuale netto dei benefici per il sistema derivanti da recuperi di efficienza delle stesse imprese.

che tale opzione non sia risolutiva rispetto agli evidenziati rischi di *cost padding*. Sono state ritenute appropriate nel contesto di possibile applicazione del TIM, soluzioni che prevedano coefficienti di *sharing* (percentuale da trasferire ai clienti) del 30% o inferiori.

- 9.5 Un soggetto ritiene che l'opzione E1.B – *rolling incentive mechanism* (RIM) non consenta di raggiungere il livello di potenza dell'incentivo dell'attuale meccanismo. Un soggetto, che considera comunque coerenti sia il TIM sia il RIM con le logiche di regolazione ROSS, ritiene preferibile la soluzione RIM in quanto consente il mantenimento di una quota più stabile di efficienze. Un soggetto reputa preferibile il RIM per il settore elettrico, mentre ritiene che nessuna delle due opzioni sia compatibile con i meccanismi di concorrenza per il mercato previsti per il servizio di distribuzione del gas naturale. Alcuni soggetti hanno richiamato alcuni precedenti regolatori di *Ofwat* dove le imprese hanno avuto la possibilità di trattenere le maggiori efficienze conseguite per un periodo di cinque anni per poi passarle interamente ai clienti del servizio. Un soggetto è contrario a entrambe le soluzioni proposte.

Considerazioni dell'Autorità

- 9.6 Prima di procedere alla formulazione degli orientamenti su questa importante tematica, è opportuno sviluppare alcune considerazioni che meglio ne consentono l'inquadramento.

Incentivi all'efficienza totale verso incentivi all'efficienza dei costi operativi

- 9.7 Nell'attuale quadro regolatorio gli incentivi all'efficienza, come noto, sono per lo più concentrati sui costi operativi, con le eccezioni dei criteri di riconoscimento delle spese di capitale relative ai sistemi di *smart meter* 2G per il servizio di misura sulle reti di distribuzione dell'energia elettrica e all'installazione di *smart meter* per il servizio di misura sulle reti di distribuzione del gas.
- 9.8 Nel nuovo contesto di regolazione ROSS gli incentivi all'efficienza sono applicati alla spesa totale, in particolare:
- nella fase transitoria di introduzione del modello *ROSS-base* (c.d. *ROSS-base-T*) le spese effettive di capitale (ad eccezione dei già citati casi relativi agli *smart meter*) sono sommate sia alla *baseline* dei costi operativi, al fine di determinare la *baseline* di spesa totale, sia ai costi operativi effettivi, per determinare la spesa totale effettiva;
 - nel *ROSS-base-R* la spesa di capitale, ad eccezione della parte che è gestita con logiche passanti, che entra nella *baseline* di spesa totale è valutata a costi unitari *standard*;
 - nel *ROSS-integrale* la spesa di capitale che entra nella *baseline* è la previsione di spesa formulata dagli operatori e validata dall'Autorità.
- 9.9 L'approccio ROSS, è bene ricordarlo, è un approccio basato sulla spesa totale. Rispetto alle diverse configurazioni del ROSS, va però osservato che, mentre nel *ROSS-base-R* e nel *ROSS-integrale* i recuperi di efficienza conseguiti riguardano sia le spese operative sia le spese di capitale, nel caso del *ROSS-base-T* i recuperi di efficienza riflettono quasi esclusivamente, se si eccettuano le partite relative ai sistemi di *smart metering* 2G e gli *smart meter* relativi rispettivamente alle reti di distribuzione dell'energia elettrica e del gas, efficientamenti delle spese operative, essendo le spese di capitale riconosciute come partite passanti.

- 9.10 Nel caso del *ROSS-base-T*, l'asimmetrico trattamento delle spese operative e delle spese di capitale espone a un certo rischio di *cost padding*. Permane infatti, a parità di spesa totale, un incentivo a modificare la composizione della spesa totale (spesa di capitale verso spesa operativa).
- 9.11 Anche nel contesto del *ROSS-base-T* il dato della spesa di capitale deve pertanto essere accompagnato da misure dell'avanzamento fisico della spesa, al fine di verificare che, al netto della dinamica inflattiva, a un aumento della spesa corrisponda anche un aumento dell'*output* fisico della spesa stessa ovvero un incremento della consistenza fisica dei cespiti.

Baseline costi operativi

- 9.12 Le *baseline* dei costi operativi possono essere definite come ammontare in euro o in termini di costi unitari *standard* per punto servito. Nel caso in cui siano definite in termini di costi unitari *standard*, la *baseline* relativa ai costi operativi in euro è determinabile solo a posteriori, moltiplicando il numero dei punti effettivamente serviti per i costi unitari *standard*.
- 9.13 La *baseline* dei costi operativi può essere, in particolare nel caso dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica e del gas, definita o per impresa o per servizio o, come attualmente previsto, anche se transitoriamente, nel caso del servizio di distribuzione del gas naturale, per *cluster* di imprese.
- 9.14 Nel contesto del *ROSS*, sia nel caso di applicazione del *ROSS-base*, sia nel caso di applicazione del *ROSS-integrale*, la *baseline* di spesa operativa può essere definita per impresa, per *cluster* di imprese o a livello aggregato di servizio. Le decisioni sono assunte in occasione della definizione dei criteri specifici di regolazione di ciascun servizio regolato.

Passaggio da *ROSS-base-T* a *ROSS-integrale*

- 9.15 Secondo le tempistiche riportate nella Figura 2 del documento per la consultazione 317/2022/R/com, per alcuni servizi infrastrutturali regolati nel 2024 saranno applicate le regole del *ROSS-base*, mentre a partire dal 2026 è prevista l'applicazione del *ROSS-integrale* per i servizi di trasmissione dell'energia elettrica, per il servizio di trasporto del gas naturale, limitatamente al principale operatore, e per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica, limitatamente ad alcuni dei principali operatori.
- 9.16 In tale contesto transitorio si ritiene che, al fine di limitare le discontinuità nella regolazione, il passaggio potrà comportare l'introduzione di una *baseline* delle spese di capitale con logiche previsive, mentre non si ritiene, in linea generale, che renda necessaria una revisione della *baseline* dei costi operativi che rimane comunque possibile.
- 9.17 Nel caso si possano prospettare significativi mutamenti dell'assetto del singolo servizio all'interno del quadriennio del periodo di regolazione, possono essere previsti specifici meccanismi di *reopener*. Tale meccanismo di *reopener* potrebbe trovare applicazione a tutti gli operatori del medesimo servizio, compresi gli operatori che continuano a essere gestiti nel *ROSS-base*.
- 9.18 Nel caso del servizio di distribuzione dell'energia elettrica la *baseline* dei costi operativi unitari, anche nel contesto del *ROSS-integrale* può essere definita a livello aggregato di

servizio. Non necessariamente il passaggio al *ROSS-integrale* comporta infatti l'adozione di *baseline* di costo operativo individuale, in quanto l'Autorità ritiene che mantenere costi unitari *standard* per utente servito sia coerente anche con le nuove logiche di riconoscimento dei costi.

Transizione energetica e andamento della spesa

- 9.19 Per i servizi del settore elettrico il processo di transizione energetica, con l'aumento dell'elettrificazione dei consumi e l'aumento della produzione di energie rinnovabili, in particolare della generazione distribuita, fa prevedere un forte aumento degli investimenti e comporta una certa discontinuità con il passato.
- 9.20 Risulta necessario, in presenza di discontinuità significative, adottare strumenti che consentano di perseguire l'efficienza e l'economicità del servizio ma che non penalizzino l'adeguamento della capacità produttiva alle nuove esigenze e possano in qualche modo ostacolare lo sviluppo del servizio con gravi conseguenze in termini di efficacia.
- 9.21 L'acquisizione di dati previsivi, anche nel contesto *ROSS-base*, sembra dunque necessario, al fine di una corretta calibrazione degli incentivi all'efficienza.

Bundling di attività

- 9.22 Al fine di limitare il potenziale di *cost padding* l'Autorità intende prevedere che gli incentivi all'efficienza siano calcolati considerando congiuntamente tutti i costi delle attività regolate svolte dalla stessa impresa nell'ambito dello stesso servizio, in particolare per quanto riguarda i servizi di distribuzione e misura, sia dell'energia elettrica sia del gas naturale.

Orientamenti finali

- 9.23 L'Autorità nel documento per la consultazione 317/2022/R/com ha precisato 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 valore attuale netto dei benefici lasciati all'impresa rispetto al valore attuale netto dei benefici sistemici, verrà fissata a un livello adeguato rispetto all'obiettivo di favorire l'efficientamento del sistema.
- 9.24 Alla luce delle osservazioni emerse nell'ambito della consultazione, l'Autorità, anche in relazione all'esigenza di gestire con una certa gradualità la transizione dall'attuale schema di *sharing* delle efficienze a un nuovo schema, ritiene opportuno adottare una soluzione che in qualche modo consenta di combinare la semplicità del TIM con le caratteristiche di *rolling incentive* tipica del RIM, come illustrate nel documento per la consultazione 317/2022/R/com.
- 9.25 Ciò considerato, l'Autorità è orientata a proporre una soluzione che: 1) consenta di affrontare le principali criticità dell'attuale meccanismo di incentivazione all'efficienza; 2) sia compatibile con lo schema di riconoscimento dei costi basato sulla spesa totale e 3) risulti di non troppo complessa implementazione.
- 9.26 In particolare, il meccanismo di incentivazione che l'Autorità intende proporre, in alternativa a quelli già consultati, riflette, in termini generali, tre principali esigenze:

- l’Autorità ritiene innanzitutto opportuno prevedere che il nuovo schema di incentivazione consenta di superare le distorsioni presenti nell’attuale meccanismo, quali: livelli dell’incentivo variabili negli anni e *baseline* del periodo regolatorio successivo basata sui costi effettivi di un solo anno;
- al fine di conciliare le diverse prospettive emerse nell’ambito della consultazione (scarsa possibilità di conseguire ulteriori recuperi di efficienza, considerato l’importante efficientamento già conseguito negli ultimi venti anni, da un lato, e richiesta di mantenere un alto potere dell’incentivo, dall’altro), l’Autorità ritiene opportuno valutare l’ipotesi di introdurre un meccanismo con proprietà rivelatrici che possa in qualche misura favorire la mitigazione dell’asimmetria informativa;
- le prospettive della transizione energetica rendono opportuna l’introduzione di correttivi che consentano di gestire gli aumenti della spesa dovuti a effettivi incrementi dei volumi di servizio erogati legati alla realizzazione di investimenti di particolare rilevanza o allo svolgimento di nuove attività non intercettati dalle variabili di scala utilizzati nella formula del *price-cap*.

9.27 La soluzione che l’Autorità intende proporre ha le seguenti caratteristiche:

- incentivo all’efficienza basato sulla spesa totale;
- potenze dell’incentivo omogenee in tutto il periodo di regolazione; in altri termini le maggiori efficienze conseguite in un anno producono lo stesso livello di incentivo indipendentemente dall’anno in cui sono conseguite, a differenza dell’attuale meccanismo;
- gli incentivi sono calcolati in ciascun anno sulle maggiori efficienze conseguite rispetto all’anno precedente;
- la *baseline* del primo anno del periodo regolatorio successivo è calcolata in funzione della media dei costi effettivi del periodo precedente e delle attese di recupero di produttività dall’ultimo anno del periodo precedente al primo anno del periodo successivo;
- per gestire le esigenze della transizione energetica nel meccanismo di aggiornamento annuale della *baseline* relativa ai costi operativi secondo il metodo del *price-cap* è previsto un fattore aggiuntivo *Z* che riflette le variazioni dei costi operativi rispetto alla *baseline* dell’anno precedente, attribuibile agli investimenti effettuati. Tale fattore *Z* è calcolato *ex post* per ciascun servizio e prevede il rispetto di condizioni per la sua attivazione;
- *bundling* delle attività di misura e delle attività di gestione delle infrastrutture ai fini della valutazione delle efficienze conseguite sulla spesa totale;
- limitatamente all’applicazione nel *ROSS-base-T* un meccanismo di monitoraggio dell’andamento della spesa di capitale e dell’avanzamento fisico degli investimenti, basato su un indice del costo degli investimenti specifici di ciascun servizio (I_i). In base agli esiti del monitoraggio l’Autorità valuterà, per il periodo regolatorio successivo, se introdurre specifici correttivi;
- l’incentivo all’efficienza totale è calcolato in funzione della differenza tra la spesa totale di riferimento e spesa totale effettiva (recupero di efficienza totale). Il recupero di efficienza totale così determinato è ripartito in una quota relativa alla gestione operativa e in una quota relativa agli investimenti, secondo percentuali fissate

dall’Autorità *ex ante* in occasione della definizione delle regole specifiche di ciascun servizio infrastrutturale regolato sulla base delle attese di recuperi di efficienza relativi alla gestione operativa e agli investimenti³. Nel caso di servizi infrastrutturali dove tutte le spese di capitale sono gestite con logiche passanti il recupero di efficienza totale è assegnato integralmente alla gestione operativa;

- alla quota parte del recupero di efficienza totale relativa agli investimenti è applicata una percentuale di incentivo a un valore in linea con quello attualmente adottato per gli *smart meter* sulle reti di distribuzione del gas, pari al 30%. L’incentivo all’efficienza relativo agli investimenti va a incrementare la quota *slow money*;

9.28 Per la parte di incentivo all’efficienza da assegnare alla gestione operativa la soluzione che l’Autorità intende introdurre prevede per le imprese la possibilità di scegliere tra due schemi alternativi di incentivo: *soluzione base o a bassa potenza di incentivo (SBP)* e *soluzione a più alta potenza di incentivo (SAP)*. Tale scelta è effettuata all’inizio del periodo di regolazione e vale per tutta la durata del medesimo periodo di regolazione, senza che possa essere modificata.

9.29 La soluzione base ha le seguenti caratteristiche:

- l’*x-factor* utilizzato per l’aggiornamento della *baseline* dei costi operativi all’interno del periodo di regolazione è posto uguale a zero. Quindi la *baseline* dei costi operativi a prezzi costanti è costante in tutti gli anni del periodo di regolazione (a meno degli effetti legati al fattore Y⁴ e al fattore Z);
- è previsto un fattore di *sharing* delle efficienze in caso di *outperformance* (ovvero la quota delle maggiori efficienze che è trasferita ai consumatori in caso di recuperi di efficienza maggiori rispetto a quelli previsti dalla *baseline*) più alto rispetto alla *soluzione a più alta potenza di incentivo*. Quindi le imprese trattengono una quota inferiore dei recuperi di efficienza conseguiti;
- è previsto un fattore di *sharing* delle efficienze in caso di *underperformance* più basso (ovvero la quota delle minori efficienze che è trasferita ai consumatori in caso di recuperi di efficienza inferiori rispetto a quelli previsti dalla *baseline*) rispetto alla *soluzione a più alta potenza di incentivo*. Quindi la quota dei maggiori costi rispetto alla *baseline* che rimangono in capo alle imprese è maggiore rispetto alla *soluzione a più alta potenza di incentivo*.

9.30 La soluzione a più alto potenziale di incentivo prevede invece le seguenti caratteristiche:

- l’*x-factor* è fissato guardando alla *performance* di efficienza operativa del periodo regolatorio precedente ed è maggiore di zero. Quindi la *baseline* dei costi operativi a prezzi costanti è decrescente in tutti gli anni del periodo di regolazione (a meno degli effetti legati al fattore Y e al fattore Z);
- il fattore di *sharing* delle efficienze in caso di *outperformance* è inferiore rispetto alla soluzione base. Quindi le imprese trattengono una maggior quota delle efficienze;
- il fattore di *sharing* delle efficienze in caso di *underperformance* è superiore rispetto alla soluzione base. Quindi le imprese trattengono una minor quota dei maggiori costi rispetto alla *baseline*.

³ Nel contesto del ROSS-base-T solo i servizi di misura del gas naturale e della misura dell’energia elettrica sulle reti di distribuzione prevedono riconoscimenti parziali di spese di capitale con criteri *standard*.

⁴ Si veda il successivo paragrafo 14.3.

- 9.31 La durata del periodo in cui le imprese trattengono le maggiori o minori efficienze conseguite per la parte allocata alla gestione operativa è di quattro anni (100% nell'anno in cui le maggiori o minori efficienze sono trattenute e una percentuale differenziata tra la soluzione e base e la soluzione a più alto potenziale di incentivo, da definire per ciascun servizio regolato, per i tre anni successivi). Ciò significa che dal quinto anno tutte le maggiori/minori efficienze sono trasferite interamente agli utenti del servizio.
- 9.32 La calibrazione delle percentuali di *sharing*, delle *baseline* e dei coefficienti di riparto dei recuperi di efficienza totale tra gestione operativa e investimenti viene effettuata all'inizio del periodo di regolazione relativo a ciascun servizio infrastrutturale regolato.
- 9.33 Nel **Box 3** è riportato un'ipotesi di articolato relativa all'ipotesi di schema di incentivo all'efficienza che l'Autorità intende introdurre.

INCENTIVI ALL'EFFICIENZA

Articolo x

Criteria generali per il calcolo degli incentivi all'efficienza

Gli incentivi all'efficienza sono calcolati in funzione della differenza tra la spesa totale di riferimento e la spesa totale effettiva (recupero di efficienza totale).

Il recupero di efficienza totale, ai fini della definizione degli incentivi all'efficienza, è ripartito in due quote: recupero di efficienza totale allocato alla gestione operativa e recupero di efficienza totale allocato agli investimenti. La ripartizione è effettuata sulla base di coefficienti di ripartizione fissati *ex ante* dall'Autorità in occasione della definizione della regolazione tariffaria per ciascun servizio infrastrutturale regolato.

Articolo x+1

Sharing del recupero di efficienza totale allocato agli investimenti

I recuperi di efficienza totale allocati agli investimenti sono ripartiti tra imprese e utenti del servizio sulla base di un coefficiente di *sharing* fissato dall'Autorità per ciascun servizio infrastrutturale regolato pari al 70%.

Il coefficiente di *sharing* individua la quota delle maggiori/minori efficienze da trasferire agli utenti del servizio.

L'incentivo all'efficienza degli investimenti è pari al prodotto del recupero di efficienza totale allocato agli investimenti per il coefficiente di incentivo (pari a 1 – il coefficiente di *sharing*), pari al 30%.

Articolo x+3

Menu degli incentivi per la quota del recupero di efficienza totale allocata alla gestione operativa

Per la gestione della quota del recupero di efficienza allocata alla gestione operativa le imprese possono scegliere, all'inizio di ciascun periodo di regolazione, tra uno *schema a basso potenziale di incentivo* (SBP) e uno *schema ad alto potenziale di incentivo* (SAP). Tale scelta vale per il singolo periodo regolatorio e non può essere modificata all'interno del medesimo periodo.

Articolo x+4

Schema a basso potenziale di incentivo (SBP)

L'*x-factor* per l'aggiornamento della *baseline* dei costi operativi è fissato pari a zero per tutto il periodo di regolazione.

In ciascun anno del periodo di regolazione l'incentivo all'efficienza operativa (ossia la quota parte lasciata alle imprese del recupero di efficienza totale allocata alla gestione operativa) è pari:

a) al 100% del recupero di efficienza totale allocato alla gestione operativa, al netto dei recuperi di efficienza già conseguiti nel corso dello stesso periodo di regolazione, nell'anno in cui il recupero di efficienza medesimo è conseguito;

b) al 20%-30% del recupero di efficienza totale allocato alla gestione operativa, al netto dei recuperi di efficienza già conseguiti nel corso dello stesso periodo di regolazione, nei tre anni successivi a quello in cui il recupero di efficienza medesimo è conseguito.

Nel caso in cui i recuperi di efficienza totale siano negativi le imprese trattengono il 100% delle minori efficienze allocate alla gestione operativa nell'anno in cui le medesime minori efficienze sono rilevate e il 70%-80% delle minori efficienze allocate alla gestione operativa nei tre anni successivi.

Articolo x+5

Schema ad alto potenziale di incentivo (SAP)

Nell'opzione ad alto potenziale di incentivo la *baseline* dei costi operativi è definita prevedendo un ulteriore recupero di efficienza rispetto a quello incorporato nella *baseline* definita per il caso base, tenendo conto della *performance* di efficienza operativa del periodo regolatorio precedente.

In ciascun anno del periodo di regolazione l'incentivo all'efficienza operativa (ossia la quota parte lasciata alle imprese delle maggiori efficienze totali allocate alla gestione operativa è pari:

a) al 100% del recupero di efficienza totale allocato alla gestione operativa, al netto dei recuperi di efficienza già conseguiti nel corso dello stesso periodo di regolazione, nell'anno in cui il recupero di efficienza medesimo è conseguito;

b) all'80%-100% del recupero di efficienza totale allocato alla gestione operativa, al netto dei recuperi di efficienza già conseguiti nel corso dello stesso periodo di regolazione, nei tre anni successivi a quello in cui il recupero di efficienza medesimo è conseguito.

Nel caso in cui i recuperi di efficienza totale siano negativi le imprese trattengono il 100% delle minori efficienze allocate alla gestione operativa nell'anno in cui le medesime minori efficienze sono rilevate e il 20%-30% delle minori efficienze allocate alla gestione operativa nei tre anni successivi.

Articolo x+6

Baseline per i costi operativi nel periodo regolatorio successivo

La *baseline* relativa ai costi operativi per il primo anno del periodo regolatorio successivo è determinata in funzione:

a) dei costi operativi effettivi rilevati nei primi tre anni del periodo regolatorio precedente e sulla base della stima dei costi operativi per il quarto anno del periodo regolatorio precedente;

b) del numero di punti serviti nei primi tre anni del periodo regolatorio precedente e sulla base della stima del numero di punti serviti per il quarto anno del periodo regolatorio precedente (nel caso di fissazione di *baseline* unitaria per punto servito);

c) dell'attesa di recupero di produttività dal quarto anno del periodo regolatorio precedente al primo anno del periodo regolatorio successivo.

Articolo x+7

Bundling di attività

Le attività di misura sono considerate congiuntamente alle attività di rete ai fini della determinazione delle efficienze conseguite.

Articolo x+8
Meccanismo di monitoraggio

L’Autorità attiva un meccanismo di monitoraggio dell’andamento delle spese di capitale e dell’avanzamento fisico degli investimenti.

In ciascun anno t è calcolato un indice dei costi degli investimenti, secondo la seguente

formula:
$$I_t = \frac{\sum_c \frac{SC_{t,c}}{dlf_t}}{\sum_c \frac{SC_{t-1,c} Q_{t,c}}{Q_{t-1,c}}} \leq 1$$

dove:

$SC_{t,c}$ è la spesa di capitale, a prezzi correnti, della categoria di cespiti c nell’anno t

$Q_{t,c}$ è la quantità di cespiti della categoria c realizzati nell’anno t .

dlf_t è il deflatore degli investimenti fissi lordi dall’anno $t-1$ all’anno t .

La granularità delle categorie di cespiti da considerare per il monitoraggio è fissata per ciascun servizio infrastrutturale regolato.

Box 3 – Ipotesi di articolato relativa all’ipotesi di incentivo all’efficienza

Spunti per la consultazione

S6. Osservazioni rispetto alle ipotesi per la definizione degli incentivi all’efficienza totale.

10. Tassi di capitalizzazione

Principali elementi emersi dalla consultazione

- 10.1 In generale, nell’ambito della consultazione i tassi di capitalizzazione sono stati riconosciuti come un parametro chiave del sistema tariffario. Come nel precedente stadio di consultazione sono emerse opinioni differenziate su quale sia l’approccio più appropriato per la loro definizione.
- 10.2 Secondo diversi soggetti che hanno partecipato alla consultazione, i tassi di capitalizzazione, almeno nel primo periodo di regolazione con applicazione dell’approccio *ROSS*, dovrebbero essere fissati a un livello il più possibile vicino all’attuale composizione della spesa totale. Alcuni soggetti hanno segnalato l’esigenza che i tassi di capitalizzazione siano inferiori a quelli attuali

- 10.3 Alcuni soggetti ritengono opportuno introdurre meccanismi di aggiustamento *ex-post* dei tassi di capitalizzazione.

Le opzioni di regolazione

- 10.4 Nel documento per la consultazione 317/2022/R/com, in relazione alle scelte relative ai tassi di capitalizzazione sono state presentate due opzioni di regolazione: l'opzione TC1, con la quale sono state esplorate diverse ipotesi in relazione al tipo di dato da utilizzare per la fissazione degli stessi tassi di capitalizzazione (analisi retrospettiva o analisi prospettica), e l'opzione TC2, con cui sono state analizzate diverse possibilità rispetto all'ampiezza di analisi (tassi di capitalizzazione specifici di impresa verso tassi di capitalizzazione differenziati per servizio).

Opzione TC1

- 10.5 Rispetto all'opzione TC1 si sono rilevate preferenze di alcuni soggetti per la soluzione TC1.C (che dà maggior peso alle valutazioni prospettiche). Questa preferenza riflette le logiche di decisione delle imprese che sono basate su valutazioni prospettiche. Un soggetto propone di adottare una soluzione alternativa che prevede una correzione *ex post* per tenere conto delle incertezze. Altri soggetti che hanno partecipato alla consultazione ritengono invece non praticabile nel contesto *ROSS-base* l'ipotesi di adottare logiche prospettiche, in quanto non sono disponibili i *business plan*. Tali soggetti suggeriscono pertanto l'adozione dell'opzione TC1.B, (che basa il tasso di capitalizzazione sui dati storici). Tra i soggetti che preferiscono tale opzione alcuni si orientano verso orizzonti temporali di tre anni. Un soggetto suggerisce qualche controllo incrociato con dati previsivi.
- 10.6 Un soggetto ritiene che stabilire tassi di capitalizzazione *ex ante* possa introdurre complessità addizionale e rischi per le imprese. I tassi di capitalizzazione dovrebbero essere basati sugli ultimi bilanci delle imprese.

Opzione TC2

- 10.7 Rispetto all'opzione TC2 alcune imprese ritengono preferibili tassi di capitalizzazione specifici di impresa, considerati le diverse dimensioni e le diverse esigenze delle imprese.
- 10.8 Altre invece suggeriscono di adottare un approccio per *cluster*, pur segnalando l'esigenza che i *cluster* debbano essere rappresentativi di imprese tra di loro omogenee.

Orientamenti finali

- 10.9 L'Autorità, in relazione alla fissazione dei tassi di capitalizzazione, soprattutto in relazione alle esigenze di supportare gli investimenti necessari alla transizione energetica, è orientata, in linea di massima, a dare seguito alle opzioni TC1.C (basare il tasso di capitalizzazione su dati storici recenti con qualche aggiustamento sulla base di valutazioni *forward-looking*) e TC2.C (adottare tassi di capitalizzazione differenziati per *cluster* per i servizi di distribuzione e differenziati per impresa per gli altri servizi), pur lasciando un minimo di flessibilità nelle scelte relative ai singoli servizi regolati, in particolare con riferimento al peso da dare alle valutazioni prospettiche rispetto alle valutazioni retrospettive e alla scelta se adottare differenziazioni per *cluster* o se adottare valori omogenei per tutte le imprese dello stesso servizio.

- 10.10 In relazione all'orizzonte temporale di riferimento per la fissazione dei tassi di capitalizzazione, in ogni caso, le decisioni che saranno assunte per il singolo servizio regolato dovranno essere motivate e dovranno tener conto del tasso di capitalizzazione medio rilevato negli ultimi tre anni disponibili e del tasso di capitalizzazione prospettico. A questo scopo si ritiene opportuno prevedere che siano previste acquisizioni di informazioni prospettiche nel modello *ROSS-base*, sulla base di specifiche indagini (anche campionarie) condotte per ciascun servizio regolato.
- 10.11 In relazione alla differenziazione dei tassi, l'Autorità ritiene che, in occasione della fissazione delle regole specifiche di ciascun servizio infrastrutturale regolato dei settori elettrico e gas, in relazione ai servizi di distribuzione la scelta, da motivare, possa essere tra adottare un tasso omogeneo per tutte le imprese e un tasso differenziato per *cluster*, mentre per gli altri servizi possa essere tra adottare tassi specifici per impresa o tassi differenziati per *cluster* omogenei.

Spunti per la consultazione

- S7. Osservazioni rispetto alla definizione dei criteri generali per la fissazione dei tassi di capitalizzazione.

11. Allineamento dei criteri di regolazione tra i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas

Principali elementi emersi dalla consultazione

- 11.1 In generale si rileva un ampio consenso sull'obiettivo di allineamento dei criteri di regolazione tariffaria, in particolare sull'allineamento dei criteri in relazione alla nuova spesa assoggettata alla regolazione *ROSS*. Peraltro, alcuni soggetti ritengono che l'attuale quadro regolatorio sia sufficientemente omogeneo e non necessiti di ulteriori armonizzazioni.
- 11.2 In relazione alla prospettiva di allineamento sono state manifestate sia esigenze di assicurare la neutralità degli interventi rispetto ai ricavi delle imprese sia esigenze di gestire l'allineamento con la necessaria gradualità.
- 11.3 Rispetto all'opzione di regolazione CO, relativa alle modalità di trattamento del capitale investito alla data di *cut-off*, sono emerse posizioni differenziate. Alcuni soggetti sono favorevoli all'opzione CO.C, con approccio semplificato per il rimborso del capitale investito non ammortizzato alla data di *cut-off*. Alcuni soggetti preferiscono l'opzione CO.A, trattamento in continuità di criteri senza alcun allineamento. Un soggetto indica come preferita l'opzione CO.B che prevede trattamento in continuità di criteri con qualche intervento di allineamento.

Orientamenti finali

- 11.4 In relazione a quanto emerso dalla consultazione, l'Autorità è orientata a proseguire nel processo di allineamento dei criteri di regolazione tariffaria, secondo le modalità di seguito indicate:

- per quanto riguarda il trattamento della spesa sostenuta dopo la data di *cut-off*, l’Autorità intende assicurare la massima omogeneità per tutti i servizi infrastrutturali regolati;
- per quanto riguarda il trattamento dello *stock* di capitale esistente alla data di *cut-off*, l’Autorità è orientata a lasciare una certa flessibilità nelle decisioni relative a ciascun servizio regolato al fine di evitare ricadute negative sugli utenti e assicurare prevedibilità e gradualità degli effetti sui ricavi ammessi.

Spesa sostenuta dopo *cut-off*

- 11.5 In relazione alla definizione del perimetro dei costi operativi non riconoscibili l’Autorità intende dar seguito alle ipotesi formulate nel documento per la consultazione 317/2022/R/com.
- 11.6 Il valore delle immobilizzazioni lorde relative a cespiti entrati in esercizio successivamente alla data di *cut-off* è incrementato in ciascun anno della quota *slow money* (si veda il paragrafo 7.5) ed è ridotto di nuovi contributi pubblici e privati percepiti.
- 11.7 In relazione all’ammortamento di cespiti entrati in esercizio dopo il *cut-off*, l’Autorità intende dare seguito alla soluzione prospettata nel documento per la consultazione 317/2022/R/com (si vedano i paragrafi 15.17 e seguenti del documento per la consultazione).
- 11.8 Secondo tale ipotesi, in ciascun anno, la quota *slow money* è 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
- 11.9 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 fa riferimento alla composizione della spesa per gli investimenti dell’anno entrati in esercizio nello stesso anno.
- 11.10 In relazione alle vite utili regolatorie, l’Autorità intende procedere all’unificazione delle vite utili per i cespiti che non riflettono le specificità di settore o servizio, in particolare:
- fabbricati industriali: 40 anni
 - ICT: 5 anni
 - Immobilizzazioni immateriali: 5 anni
 - Macchine d’ufficio, mezzi di trasporto, telefoni cellulari: 5 anni
 - Altre immobilizzazioni materiali: 10 anni
- 11.11 Le vite utili regolatorie dei cespiti specifici di ciascun servizio sono determinate in occasione della definizione delle regolazioni specifiche di ciascun servizio.
- 11.12 Il valore delle dismissioni relative a un anno t è effettuato moltiplicando il costo storico rivalutato dei cespiti dismessi per il coefficiente di riproporzionamento pari al rapporto tra il valore degli incrementi patrimoniali dell’anno t come rappresentati dalla quota *slow money* di quello stesso anno e il valore a costo storico degli incrementi patrimoniali dello stesso anno.

Cespiti esistenti alla data di *cut-off*

- 11.13 Per i cespiti esistenti alla data di *cut-off*, l’Autorità è orientata a lasciare una certa flessibilità nelle decisioni relative a ciascun servizio regolato al fine di evitare ricadute negative sugli utenti e assicurare prevedibilità e gradualità degli effetti sui ricavi ammessi.
- 11.14 La flessibilità consente di scegliere tra l’approccio semplificato (opzione CO.C) del documento per la consultazione 317/2022/R/com e l’opzione CO.A. che garantisce continuità di criteri con l’approccio vigente.
- 11.15 La scelta tra le due opzioni deve essere effettuata con decisione motivata, tenendo conto delle ricadute in termini di costo del servizio per i clienti e al fine di assicurare prevedibilità e gradualità degli effetti sui ricavi ammessi.

Spunti per la consultazione

S8. Osservazioni rispetto alle ipotesi di allineamento dei criteri di regolazione.

12. Trattamento dell’inflazione

Principali elementi emersi dalla consultazione

- 12.1 I soggetti che hanno partecipato alla consultazione ritengono che il tema dell’inflazione sia importante, soprattutto in relazione all’attuale congiuntura.
- 12.2 In generale è emersa l’esigenza di effettuare ulteriori approfondimenti nel contesto del terzo documento per la consultazione.

Orientamenti dell’Autorità

- 12.3 La Banca d’Italia, nel bollettino economico del mese di ottobre (4/2022), rileva che “*secondo le proiezioni degli esperti della BCE pubblicate in settembre, la dinamica dei prezzi nell’area si porterà all’8,1 per cento in media nel 2022, per poi scendere gradualmente nel corso del 2023 e convergere verso un valore di poco superiore all’obiettivo di inflazione nella seconda parte del 2024. Rispetto a quelle di giugno le stime sono state riviste al rialzo principalmente a seguito dei significativi rincari dei beni energetici.*”
- 12.4 Rispetto a tali dinamiche, che presentano chiaramente tratti di straordinarietà, l’Autorità intende valutare un aggiustamento dei criteri di aggiornamento annuale delle tariffe per l’inflazione, secondo i seguenti criteri:
- confermare i riferimenti utilizzati per aggiornare le tariffe per l’inflazione (tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati per le spese operative e tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevati dall’Istat per le spese di capitale);
 - migliorare l’omogeneità dei criteri di aggiornamento adottati per i diversi servizi infrastrutturali regolati;

- fissare le tariffe/corrispettivi che dimensionano il ricavo delle imprese in via provvisoria sulla base dell'inflazione attesa;
- fissare le tariffe/corrispettivi per l'uso delle infrastrutture, in coerenza con quanto disposto dalla legge 481/95, 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;
- prevedere meccanismi di conguaglio basati sui dati effettivi di inflazione calcolati a posteriori, al fine di sterilizzare (per imprese e clienti del servizio) i rischi connessi alle previsioni di inflazione.

12.5 In particolare, si ritiene opportuno prevedere che la *baseline* di spesa sia espressa a prezzi dell'anno (t) a cui si riferiscono le spese effettive, in modo da avere un confronto omogeneo e che le tariffe/corrispettivi che dimensionano il ricavo delle imprese fissati *ex post* in via definitiva riflettano i livelli della quota *fast money* espressa a prezzi dell'anno t a cui le tariffe/corrispettivi si riferiscono e il capitale investito sia espresso a prezzi dell'anno precedente ($t-1$) a quello a cui si riferiscono le tariffe.

Spunti per la consultazione

S9. Osservazioni rispetto al trattamento dell'inflazione.

13. Distribuzione del gas naturale

Principali elementi emersi dalla consultazione

13.1 Nell'ambito della consultazione e dei *focus group* la maggior parte degli operatori del servizio di distribuzione del gas naturale e delle loro associazioni hanno segnalato le difficoltà a conciliare la prospettiva della regolazione *ROSS* con lo svolgimento delle gare per l'assegnazione del servizio di distribuzione per ambito. Un'associazione di categoria si è dichiarata favorevole allo sviluppo dell'approccio *ROSS* anche per il servizio di distribuzione del gas naturale.

Orientamenti finali

13.2 Come già indicato nel documento per la consultazione 317/2022/R/com, l'Autorità ritiene in linea generale compatibile il *ROSS-base* con i meccanismi di concorrenza per il mercato previsti per l'affidamento del servizio.

13.3 Appare peraltro necessario svolgere qualche approfondimento in relazione sia al trattamento delle future spese di capitale, sia delle modalità di restituzione del capitale investito esistente alla data di *cut-off*.

13.4 In relazione al capitale esistente alla data di *cut-off*, l'adozione di politiche di ammortamento anticipato o accelerato potrebbe acuire i problemi di disallineamento tra VIR e RAB già oggi in parte presenti a causa della differenza tra le vite utili regolatorie e le vite utili adottate ai

fini della valutazione del VIR. Il rischio è una sovra-copertura degli investimenti a danno dei clienti del servizio che si potrebbero trovare a pagare due volte lo stesso capitale investito.

- 13.5 In relazione al trattamento delle future spese di capitale, l'adozione di tassi di capitalizzazione diversi da quelli effettivi potrebbe portare a disallineamenti tra RAB e VIR con problemi di sovra-copertura, analoghi a quelli indicati al paragrafo precedente, nel caso di restituzione accelerata della spesa di capitale rispetto alle aliquote di ammortamento previste per la valutazione del VIR.
- 13.6 Gli approfondimenti potrebbero essere finalizzati all'adozione di alcune misure di armonizzazione tra la disciplina regolatoria e la disciplina delle gare gas. In particolare, si potrebbe prevedere che dopo l'avvio della regolazione *ROSS* tutti gli investimenti e relativi ammortamenti siano trattati in coerenza con i criteri previsti dalla regolazione tariffaria.

Spunti per la consultazione

S10. Osservazioni rispetto a specificità del servizio di distribuzione del gas naturale.

14. Meccanismi di gestione delle incertezze

Principali elementi emersi dalla consultazione

- 14.1 I soggetti che hanno partecipato alla consultazione hanno ribadito l'importanza di prevedere adeguati meccanismi di gestione delle incertezze e concordano sul fatto che sia necessario svolgere valutazioni puntuali per ciascun servizio.
- 14.2 Alcuni soggetti ritengono necessari maggiori dettagli rispetto ai meccanismi che si intendono introdurre. Alcuni soggetti hanno indicato l'esigenza di prevedere riconoscimenti secondo logiche passanti per alcuni costi (esempio costi dell'energia utilizzata, costi legati a emergenze metereologiche). Alcuni soggetti hanno indicato l'esigenza di prevedere indicizzazioni dei prezzi e l'introduzione di riconoscimenti a misura (*volume driver*). Rispetto a possibili meccanismi di *re-opener*, è stato segnalato che dovrebbero essere previsti a date predefinite e con meccanismi di *trigger* adeguati in relazione ai livelli di materialità delle variazioni. Su progetti innovativi o iniziative il cui sviluppo è particolarmente incerto, potrebbero essere gestite con strumenti del tipo *UIOLI (use it or lose it)*.

Orientamenti finali

- 14.3 L'Autorità intende prevedere, nel contesto del *ROSS-base*, due meccanismi di gestione delle incertezze:
- un meccanismo che riflette quello già oggi esistente, volto a intercettare gli effetti prodotti da modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale. L'Autorità ritiene, infatti, che nel contesto del *ROSS-base-T* debba essere data continuità ai criteri di regolazione sin qui adottati in relazione alla gestione delle incertezze, in coerenza con le disposizioni della legge 481/95 che 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 (tipicamente indicato come fattore *Y*);

- un meccanismo di tipo *volume driver* che consenta di aggiustare la *baseline* dei costi operativi per riflettere le variazioni dei costi rispetto alla *baseline* dell'anno precedente, in caso di rilevanti aumenti delle dimensioni del servizio conseguenti agli investimenti connessi alla transizione energetica che per loro natura non possano essere intercettati dal meccanismo di *price-cap* (fattore *Z*).

- 14.4 La determinazione del tasso *Y* deve riflettere valutazioni puntuali degli effetti prodotti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale che devono per forza di cose essere effettuate a livello di singolo servizio regolato, anche se non è escluso che taluni eventi o variazioni di obblighi possano interessare simultaneamente più servizi.
- 14.5 Anche la necessità di introdurre un fattore *Z* e la sua eventuale valutazione è effettuata per ciascun servizio regolato.
- 14.6 Le valutazioni relative al fattore *Y* e al fattore *Z*, in ragione delle esigenze di stabilità tariffaria devono essere effettuate tenendo conto degli impatti (livello di materialità). In linea generale sembra ragionevole assumere, come soglia per l'attivazione di tali meccanismi di aggiustamento, un impatto negativo stimato superiore all'1,5% dei ricavi tariffari.
- 14.7 Nel contesto del *ROSS-base-R*, con utilizzo di costi *standard*, o del *ROSS-integrale*, dovranno invece essere sviluppati ulteriori meccanismi in grado di consentire adeguamenti del costo riconosciuto, quali ad esempio specifici meccanismi di aggiornamento dei costi unitari *standard* oppure meccanismi di *reopener* in relazione a eventi che impattino in modo significativo e impreveduto sulle previsioni di spesa o sui volumi di servizio.

Spunti per la consultazione

S11. Osservazioni rispetto ai meccanismi di gestione delle incertezze.