

**DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE  
615/2021/R/COM**

**LINEE GUIDA PER LO SVILUPPO DELLA REGOLAZIONE ROSS-base  
DA APPLICARE A TUTTI I  
SERVIZI INFRASTRUTTURALI REGOLATI DEI SETTORI  
ELETTRICO E GAS**

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 13 ottobre  
2020, 271/2020/R/COM

Mercati di incidenza: energia elettrica e gas naturale

*23 dicembre 2021*

### **Premessa**

*Il presente documento per la consultazione si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con 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 (ROSS-BASE) per la determinazione del costo riconosciuto per i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas.*

*Con il presente documento l'Autorità intende illustrare le logiche delle principali linee di intervento che caratterizzano la soluzione ROSS-BASE, senza ancora entrare nel dettaglio dei meccanismi regolatori che dovranno essere sviluppati, per acquisire una prima valutazione da parte di operatori, clienti finali e altri soggetti interessati. In questa prima fase, infatti, l'Autorità ritiene importante un primo confronto sulle logiche della riforma che poi saranno sviluppate in soluzioni regolatorie concrete che saranno illustrate in dettaglio in successivi documenti per la consultazione.*

*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 31 gennaio 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, in merito alla pubblicazione e alle modalità della pubblicazione delle osservazioni. Con riferimento alla pubblicazione delle osservazioni, di cui al punto 1, lettera b), della stessa Informativa, si specifica ulteriormente che i partecipanti alla consultazione che intendano salvaguardare la riservatezza di dati e informazioni, diversi dai dati personali, dovranno motivare tale richiesta contestualmente all'invio del proprio contributo alla presente consultazione, evidenziando in apposite appendici le parti che si intendono sottrarre alla pubblicazione. In tale caso i soggetti interessati dovranno inviare su supporto informatico anche la versione priva delle parti riservate, destinata alla pubblicazione qualora la richiesta di riservatezza sia accolta dagli Uffici dell'Autorità.*

**Autorità per la regolazione di energia reti e ambiente  
Direzione Infrastrutture Energia e Unbundling**

PEC: [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, Via dei Crociferi, 19, 00187, Roma, e-mail: [rpd@arera.it](mailto:rpd@arera.it).

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

## INDICE

PARTE I – ASPETTI INTRODUTTIVI .....	6
1. Introduzione .....	6
2. Oggetto e ambito della consultazione .....	7
3. Obiettivi generali e specifici .....	8
4. Quadro normativo.....	10
5. Sviluppo del procedimento .....	10
6. Struttura del documento .....	11
PARTE II – L’APPROCCIO ROSS-BASE.....	12
7. Lo schema concettuale di riferimento per l’implementazione dell’approccio <i>ROSS-base</i> .....	12
8. Considerazioni sulla determinazione della spesa totale di riferimento.....	14
9. <i>Sharing</i> delle efficienze .....	15
10. La regolazione per livelli di spesa nel Regno Unito .....	17
11. Tassi di capitalizzazione .....	18
12. Vite utili regolatorie .....	19
13. Altre tematiche .....	20
<i>Dismissioni e alienazioni</i> .....	20
<i>Immobilizzazioni in corso</i> .....	21
<i>Trattamento dei contributi</i> .....	22
14. Trattamento dello <i>stock</i> di capitale esistente alla data di avvio del <i>ROSS-base</i> .....	22
PARTE III – ALLINEAMENTO DEI CRITERI DI REGOLAZIONE.....	24
15. Verso un testo integrato dei criteri di riconoscimento dei costi per i servizi infrastrutturali regolati (a rete) .....	24
16. Che cosa allineare?.....	24
17. Una prima ricognizione .....	25
PARTE IV – METODOLOGIA DI ANALISI DELLA <i>PERFORMANCE</i> .....	26
18. L’esigenza di monitorare la <i>performance</i> finanziaria.....	26
19. Necessità di condivisione della metodologia e dei risultati prima della pubblicazione	29
PARTE V – METODOLOGIA PER ANALISI SEMPLIFICATA DI IMPATTO DELLA REGOLAZIONE .....	30
20. L’approccio AIR semplificato.....	30
21. Individuazione delle opzioni di regolazione.....	30
22. Criteri di valutazione delle opzioni.....	31

## PARTE I – ASPETTI INTRODUTTIVI

### 1 Introduzione

- 1.1 Come indicato nel documento per la consultazione 29 ottobre 2021, 465/2021/A (di seguito: documento per la consultazione 465/2021/A), relativo al Quadro strategico 2022-2025 dell’Autorità, la transizione energetica richiede una visione integrata dello sviluppo delle infrastrutture elettriche e gas, in un’ottica di sostenibilità economica e ambientale. Questo implica non solo un consolidamento, ma anche un rafforzamento dei criteri di selettività degli investimenti, nonché un uso efficiente delle infrastrutture da sempre al centro dell’azione regolatoria.
- 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 attuazione delle indicazioni contenute nel Quadro Strategico 2019-2021, in relazione al progressivo e graduale superamento dell’attuale approccio di riconoscimento dei costi, l’Autorità ha ritenuto opportuno individuare un primo stadio del processo, da applicare in modo trasversale a tutti i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas, definito come *ROSS-base*.
- 1.4 Nel corso del 2022, l’Autorità intende definire i criteri *ROSS-base* che troveranno poi applicazione nelle specifiche regolazioni dei servizi infrastrutturali regolati a partire dal primo periodo regolatorio tariffario successivo specifico di ciascun servizio. La prima concreta applicazione dei criteri *ROSS-base* è 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 saranno applicati anche ai servizi di distribuzione e stoccaggio del gas, i cui nuovi periodi regolatori decorreranno dal 2026 (si veda il quadro sinottico dei periodi regolatori riportato in Figura 1).
- 1.5 L’approccio *ROSS* nella sua versione “integrale” (che comprende anche le analisi dei *business plan*) sarà invece oggetto di specifici procedimenti da avviare nel 2022. Come indicato nella parte di motivazione della deliberazione 271/2021/R/com, l’Autorità intende prevedere che l’approccio integrato ROSS sia applicato in modo completo 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, l’Autorità valuterà anche nell’ambito della presente fase di consultazione la soglia dimensionale da utilizzare per distinguere i principali operatori a cui applicare l’approccio ROSS integrale.

---

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

L'eventuale applicazione ai principali operatori del servizio di distribuzione del gas verrà valutata in una fase successiva, anche tenendo conto del grado di attuazione del processo di riforma di assegnazione del servizio per ambiti territoriali minimi.

## Quadro sinottico dei periodi regolatori

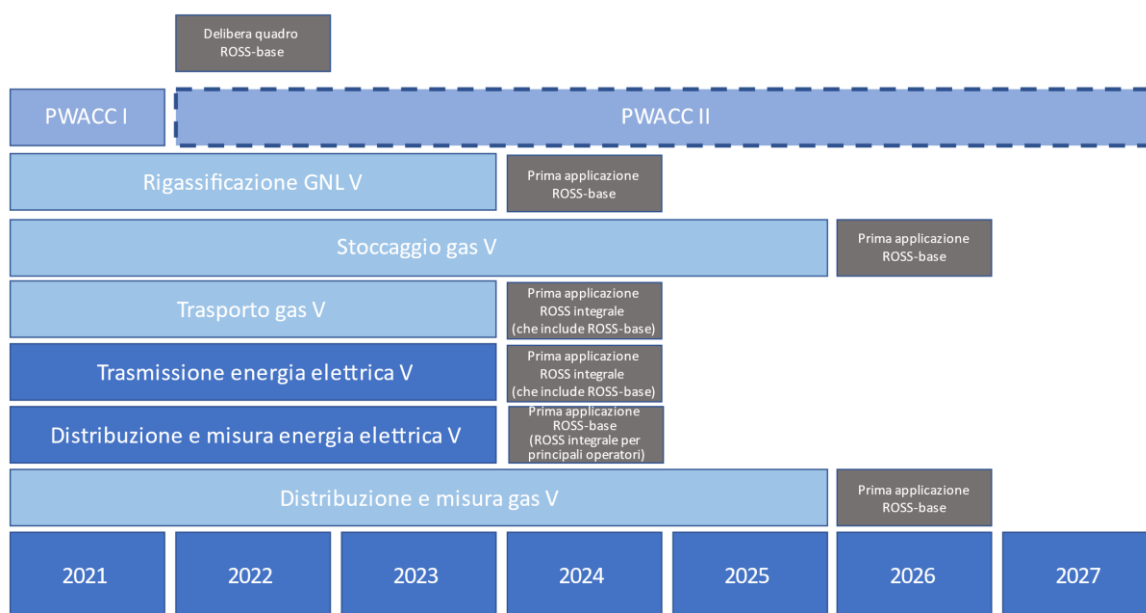


Figura 1 - Quadro sinottico dei periodi regolatori dei servizi infrastrutturali energetici

## 2. Oggetto e ambito della consultazione

- 2.1 Il presente documento per la consultazione si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione 271/2021/R/COM per l'adozione di provvedimenti in materia di metodi e criteri, comuni ai diversi servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas, di regolazione tariffaria basati sulla spesa totale (*ROSS-base*) per la determinazione del costo riconosciuto di tali servizi. In parallelo al procedimento oggetto della presente consultazione, nel corso del 2021 sono stati pubblicati il documento per la consultazione 15 luglio 2021, 308/2021/R/COM e il documento per la consultazione 11 novembre 2021, 488/2021/R/COM relativi ai criteri per la determinazione e all'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per le regolazioni infrastrutturali dei settori elettrico e gas nel secondo periodo di regolazione.
- 2.2 Il presente documento per la consultazione illustra le linee guida per la riforma dei criteri di riconoscimento dei costi adottata nella regolazione tariffaria dei servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas, in relazione all'esigenza di superare in modo progressivo e graduale l'attuale approccio di riconoscimento dei costi, differenziato tra costi operativi e costi di capitale.
- 2.3 La riforma riguarda da una parte i tipici elementi della regolazione tariffaria e si concentra dunque sulle modalità di determinazione dei costi riconosciuti e sugli incentivi all'efficienza

nell'erogazione del servizio e dall'altra introduce una nuova metodologia per il monitoraggio della *performance* economico-finanziaria. Il presente documento non tratta invece le tematiche relative ai meccanismi di regolazione *output-based* e di supporto all'innovazione, che saranno invece affrontati nell'ambito dei procedimenti settoriali che riguarderanno l'approccio *ROSS* nella sua versione "integrale", che comprende anche le analisi dei *business plan*. Tali meccanismi, ove previsti, continuano a essere in vigore secondo quanto disposto dalle regolazioni specifiche e la loro completa integrazione nel nuovo impianto di regolazione avverrà con la fase che affronta l'approccio *ROSS* integrale.

- 2.4 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. Nel presente documento per la consultazione non sono ancora sviluppate le analisi di impatto, ma sono descritti solo gli aspetti metodologici delle analisi, che verranno svolte in modo puntuale nei successivi documenti per la consultazione di cui è prevista la pubblicazione nel corso del 2022.

### 3. Obiettivi generali e specifici

- 3.1 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-finanziario dei soggetti esercenti il servizio con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse.
- 3.2 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 ROSS, sia per quanto riguarda il livello ROSS-base sia per quanto riguarda l'applicazione ROSS integrale.

- 3.3 Secondo quanto indicato nel documento per la consultazione 465/2021/A un primo obiettivo specifico dell'approccio *ROSS-base* è la focalizzazione sulla spesa totale, anche attraverso il ricorso a coefficienti *standard* di definizione della spesa capitalizzata, superando 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*) e che, di fatto, comporta una potenziale distorsione delle scelte degli operatori in favore delle spese capitalizzate.
- 3.4 Nel medesimo documento per la consultazione 465/2021/A sono individuati obiettivi specifici che devono essere perseguiti nella definizione dei criteri generali per la determinazione del costo riconosciuto secondo il *ROSS-base*:
- 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 dei settori elettrico e gas.
- 3.5 Come meglio precisato nella Parte V del presente documento per la consultazione, le opzioni di regolazione che verranno sviluppate in logica di analisi di impatto della regolazione saranno valutate sulla base della loro efficacia rispetto agli obiettivi specifici sopra individuati.

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

- S1. Si ritiene debbano essere individuati ulteriori o diversi obiettivi in relazione allo sviluppo del *ROSS-base*?
- S2. Si ritiene che il *ROSS-base* debba essere applicato a tutti i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas, compresi anche i servizi di stoccaggio e rigassificazione?
- S3. In relazione al successivo sviluppo dell'approccio *ROSS-integrale*, quali si ritiene siano le soglie dimensionali da considerare in relazione al servizio di distribuzione?

## 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 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 715/2009 dispone che le tariffe, o le metodologie utilizzate per calcolarle devono 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, includano appropriato rendimento degli investimenti.
- 4.4 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.
- 4.5 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.
- 4.6 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 del procedimento

- 5.1 Successivamente alla pubblicazione del presente documento per la consultazione è previsto che nei mesi di febbraio e marzo si svolgano incontri di approfondimento tematico con operatori e clienti del servizio.

- 5.2 Entro aprile/maggio è prevista la pubblicazione di un secondo documento per la consultazione recante gli orientamenti dell’Autorità per la messa a punto dei meccanismi tariffari secondo l’approccio *ROSS-base*.
- 5.3 Nel corso dell’estate 2022 si svolgeranno ulteriori incontri di approfondimento tematico con operatori e utenti dei servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas.
- 5.4 Entro il mese di ottobre 2022 è prevista la pubblicazione di un eventuale ulteriore documento per la consultazione, qualora gli esiti della 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.

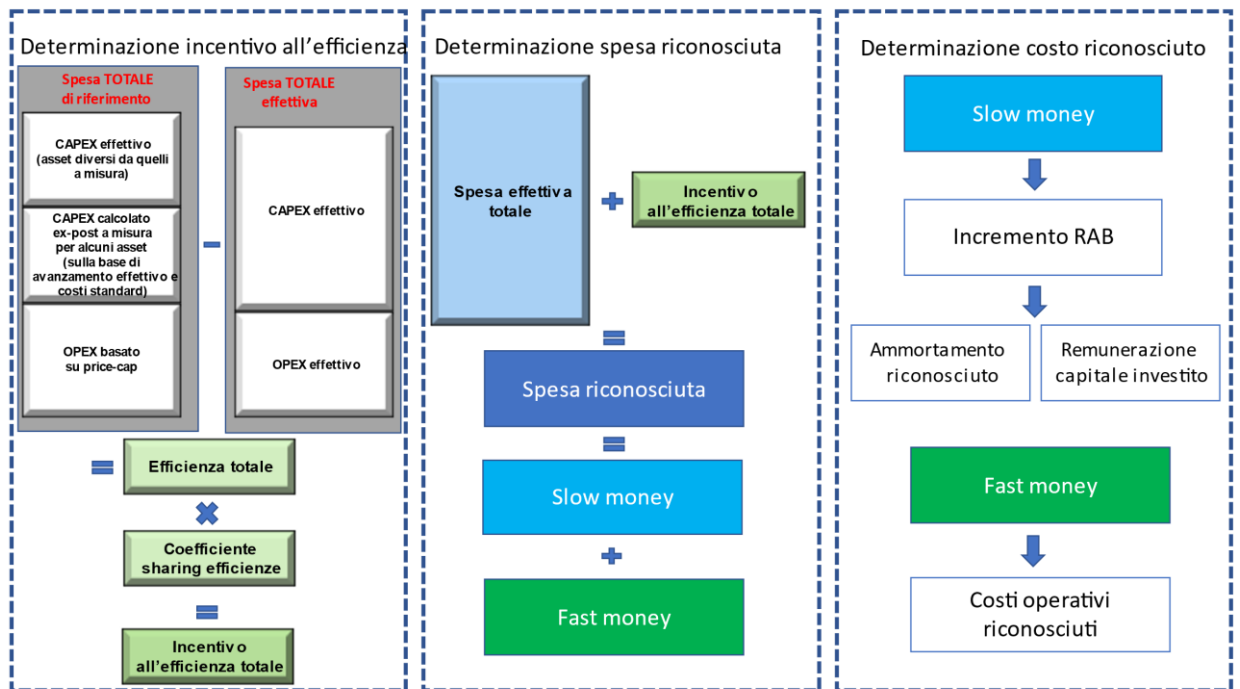
## **6. Struttura del documento**

- 6.1 Il presente documento, oltre alla presente parte introduttiva, comprende quattro ulteriori parti:
  - a) la Parte II, dedicata a una prima illustrazione di carattere generale che consente di delineare i contenuti dell’approccio *ROSS-base*, secondo le intenzioni dell’Autorità;
  - b) la Parte III, dedicata a un’analisi comparata dei diversi approcci utilizzati nella regolazione dei singoli servizi infrastrutturali, propedeutica all’allineamento dei criteri di regolazione tariffaria tra i vari servizi dell’Autorità;
  - c) la Parte IV, dedicata alla descrizione metodologica dell’approccio che l’Autorità intende adottare per l’analisi dei rendimenti, finalizzato a permettere, attraverso adeguati schemi di reportistica, di monitorare e verificare l’effettivo livello dei rendimenti (cd. monitoraggio della *performance*)
  - d) la Parte V, dedicata alla descrizione dell’approccio semplificato di analisi di impatto che l’Autorità intende adottare.

## PARTE II – L’APPROCCIO ROSS-BASE

### 7. Lo schema concettuale di riferimento per l’implementazione dell’approccio *ROSS-base*

- 7.1 Come indicato nella deliberazione 271/2021/R/COM, i due elementi principali che dovranno caratterizzare l’approccio *ROSS-base* sono:
- il riallineamento degli incentivi all’efficienza, attualmente focalizzati principalmente sui costi operativi, in modo che si estendano all’efficienza totale, utilizzando coefficienti di ripartizione dell’efficienza totale conseguita considerando sia le spese operative sia le spese di capitale;
  - tassi di capitalizzazione fissati dal regolatore, eventualmente differenziati per singolo servizio regolato, da applicare alla spesa totale riconosciuta che consentano di determinare sia la spesa di capitale riconosciuta che va a incrementare il capitale investito ai fini regolatori, sia i costi operativi riconosciuti.
- 7.2 Tali elementi devono essere sviluppati in un quadro di regolazione che richiede il superamento dell’attuale schema a *building block* secondo cui sono gestiti distintamente, con logiche incentivanti differenti, i riconoscimenti relativi ai costi operativi e alle spese di capitale.
- 7.3 Un primo punto da analizzare nello sviluppo dell’approccio *ROSS-base* è quindi la definizione di un diverso quadro di regolazione che consenta il superamento di quello attuale. A questo scopo, è utile rappresentare lo schema concettuale sulla base del quale l’Autorità intende sviluppare concrete ipotesi di regolazione che, come indicato nella parte introduttiva di questo documento, saranno descritte nel successivo documento per la consultazione.
- 7.4 Nella Figura 2 sotto riportata è rappresentato quello che dovrebbe essere il nuovo schema generale di riconoscimento dei costi, caratterizzato dall’introduzione del concetto di “spesa totale di riferimento”, dall’applicazione di coefficienti di ripartizione dell’efficienza totale e dall’applicazione di tassi di capitalizzazione fissati dal regolatore. Tale schema si applica solo ai costi sostenuti a partire dalla data di applicazione del nuovo metodo. Il riconoscimento dei costi del capitale esistente alla data di passaggio al nuovo criterio viene invece gestito in sostanziale continuità di criteri, fatte salve eventuali modifiche che potranno essere apportate in relazione all’allineamento dei criteri, rispetto ai quali si rimanda alla successiva Parte III, o a eventuali altre modifiche che potranno essere introdotte in occasione delle revisioni tariffarie di periodo.



**Figura 2 - Schema concettuale ROSS-base**

7.5 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 (cosiddetto *slow money*) e la porzione che invece viene spesa (c.d. *fast money*);
- calcolo del costo riconosciuto ai fini tariffari.

7.6 Ciascuno dei successivi capitoli di questa Parte del presente documento per la consultazione è dedicato a uno dei punti sopra elencati.

7.7 L'Autorità ritiene in ogni caso che, all'interno di questo schema, possano essere mantenute, dove necessarie, le specificità relative ai singoli servizi regolati, quali un diverso tasso di capitalizzazione o un diverso trattamento dei lavori in corso, in considerazione del diverso impatto che tali specificità possono assumere.

***Spunti per la consultazione***

S4. Osservazioni di carattere generale sull'adozione dell'approccio *ROSS-base*.

## **8. Considerazioni sulla determinazione della spesa totale di riferimento**

- 8.1 Nell'approccio *ROSS-integrale* la determinazione della spesa totale di riferimento è fondata sull'analisi delle previsioni di spesa dell'impresa. In termini generali, la valutazione della previsione di spesa formulata dalle imprese nei propri *business plan* conduce all'individuazione di un sentiero di sviluppo della spesa totale nel corso del periodo di regolazione che viene utilizzata come spesa di riferimento e rispetto alla quale sono poi definiti i recuperi di efficienza totale.
- 8.2 L'adozione del *ROSS-integrale* dovrebbe consentire una piena eliminazione delle distorsioni dell'approccio ibrido, sia in quanto verrebbe eliminato l'incentivo ad adottare logiche di capitalizzazione mirate ad aumentare il livello dei costi operativi nell'anno *test*, sia in quanto verrebbe consentita la definizione di obiettivi di efficientamento riferiti sia a spese di capitale sia a spese operative.
- 8.3 Nell'approccio *ROSS-integrale* la corretta misura dell'avanzamento – in termini fisici – degli investimenti è un presupposto necessario per il buon funzionamento degli incentivi all'efficienza. In assenza di opportuni meccanismi di misura dell'avanzamento fisico degli investimenti, le riduzioni di spesa causate da una ridotta attività di investimento potrebbero generare “finti” recuperi di efficienza rispetto alle previsioni di spesa che potrebbero poi tradursi in margini non giustificati lasciati alle imprese. In questo contesto, lo sviluppo di metriche di valutazione dell'avanzamento fisico e la definizione di costi *standard* o costi *benchmark* costituiscono elementi essenziali dell'approccio *ROSS-integrale*.
- 8.4 Anche in assenza dello sviluppo di una regolazione basata sull'analisi dei *business plan* delle imprese è possibile la definizione di costi *standard* o costi *benchmark*. Questo approccio è attualmente utilizzato per tutti i servizi regolati ai fini della definizione dei costi operativi, mentre ha trovata limitata applicazione in relazione ai costi di capitale (ad esempio investimenti relativi agli *smart meter* elettrici 2G e investimenti relativi agli *smart meter* gas). La definizione di costi *standard* o costi *benchmark* implica in qualche misura un approccio *forward-looking*, teso a valutare quali siano i costi che le imprese dovranno sostenere nel corso del periodo di regolazione.
- 8.5 In parallelo allo sviluppo dei metodi *ROSS-base* e, nei casi ove è previsto, *ROSS-integrale*, l'Autorità intende prevedere, lo sviluppo di metodi per l'individuazione di costi *standard* in relazione alle spese di capitale<sup>2</sup>.
- 8.6 In una prima fase di sviluppo del *ROSS-base* si vuole pertanto valutare se sia possibile adottare, quanto meno in via transitoria, un approccio per l'individuazione della spesa di riferimento senza che siano implementati elementi aggiuntivi di valutazione a costi *standard*

<sup>2</sup> Per il servizio di distribuzione del gas lo sviluppo di criteri di riconoscimento dei costi basati sui costi standard è già indicato nella deliberazione 570/2019/R/gas.

o costi *benchmark* rispetto a quelli utilizzati nell'attuale quadro regolatorio. A questo scopo si ritiene che possa essere definito un sentiero di sviluppo della spesa di riferimento, considerando i costi operativi obiettivo definiti con l'applicazione del meccanismo del *price-cap* (che costituiscono a tutti gli effetti costi *standard*) e i costi effettivi di capitale, valutati a consuntivo, fatti salvi i meccanismi di regolazione esistenti basati su costi *standard*<sup>3</sup>.

- 8.7 In questo modo si ottiene un livello di spesa totale di riferimento, come somma dei costi operativi *standard* e delle spese di capitale effettive, che viene utilizzato come *benchmark* per confrontare la spesa effettiva totale (operativa e di capitale) e determinare i recuperi di efficienza totale.

#### *Spunti per la consultazione*

S5. Osservazioni sulle ipotesi relative alla determinazione della spesa di riferimento.

## **9. Sharing delle efficienze**

- 9.1 Un elemento fondamentale nel disegno degli schemi di regolazione incentivante è costituito dai meccanismi di *sharing* delle efficienze.
- 9.2 La definizione del costo *standard* consente a un'impresa efficiente di conseguire un margine in termini di risparmio di costo rispetto allo *standard*; con la definizione dei meccanismi di *sharing*, in aggiunta, si stabilisce quale quota dei maggiori recuperi delle efficienze rispetto al *benchmark* viene lasciata alle imprese e per quanto tempo. In altri termini la calibrazione dei meccanismi di *sharing* delle efficienze definisce la potenza dell'incentivo (pari al rapporto tra il valore attuale netto dei benefici lasciati alle imprese e il valore attuale netto dei benefici complessivi derivanti dai recuperi di efficienza rispetto al *benchmark*).
- 9.3 I meccanismi regolatori attualmente applicati per la determinazione dei costi operativi riconosciuti prevedono l'applicazione di meccanismi di *sharing* delle maggiori efficienze conseguite (rispetto alla *baseline* individuata con il *price-cap*) sviluppati in due stadi: 1) al termine del periodo di regolazione<sup>4</sup> una quota parte delle maggiori efficienze conseguite nel corso del periodo regolatorio – che nel corso del periodo regolatorio sono lasciate interamente alle imprese - viene trasferita ai clienti del servizio (che ne beneficeranno in termini di minori costi del servizio a partire dal primo anno del successivo periodo regolatorio); 2) la restante quota delle maggiori efficienze viene lasciata ancora in capo alle imprese e viene progressivamente trasferita ai clienti del servizio nel corso del successivo periodo di

<sup>3</sup> Naturalmente laddove siano già previsti meccanismi incentivanti per il riconoscimento delle spese di capitale (ad esempio riconoscimento dei costi relativi agli *smart meter* gas o riconoscimento dei costi di capitale centralizzato per il servizio di distribuzione del gas) la spesa di riferimento viene determinata sulla base dei costi *standard*.

<sup>4</sup> Il meccanismo di riconoscimento dei costi di capitale degli *smart meter* prevede invece uno *sharing* delle efficienze rispetto al costo *standard* applicato annualmente e gestito secondo le logiche dello *slow money*.

regolazione secondo la modulazione definita dall'*x-factor*<sup>5</sup>. La potenza dell'incentivo degli attuali meccanismi di regolazione è quindi pari al rapporto tra il valore attuale dei ricavi che le imprese conseguono grazie ai margini riconosciuti sui costi operativi nei due periodi regolatori e le maggiori efficienze conseguite. L'Autorità, al fine di valutare la potenza dell'incentivo è orientata a considerare un orizzonte di riferimento per i benefici del sistema pari alla lunghezza del ciclo di investimenti di ciascun servizio regolato.

- 9.4 I meccanismi di incentivo sulle spese di capitale invece – ove previsti, per esempio per il riconoscimento dei costi relativi agli *smart meter gas* – prevedono uno *sharing* delle efficienze definito nel momento di determinazione del costo da riconoscere, pari a una media ponderata tra spese effettive a consuntivo e costo *standard*. La quota parte delle efficienze lasciata alle imprese è capitalizzata nella RAB e riconosciuta in termini di ammortamento e remunerazione del capitale investito. In questo caso, la potenza dell'incentivo è pari al valore attuale netto dei riconoscimenti tariffari relativi alle maggiori efficienze (remunerazione della quota parte della RAB che non riflette il costo effettivo ma l'incentivo all'efficienza riconosciuto e ammortamento riconosciuto in tariffa relativo allo stesso incentivo) rispetto al valore attuale netto dei recuperi di efficienza conseguiti rispetto al costo *standard*. In questo caso, utilizzando il WACC riconosciuto dalla regolazione per l'attualizzazione dei flussi, il valore del rapporto è pari alla percentuale di *sharing* definita dal regolatore. Nelle ultime determinazioni lo *sharing* delle efficienze sui costi standard degli *smart meter gas* prevede una potenza dell'incentivo pari a circa il 30%, in linea con quella prevista per i costi operativi. Nel caso degli *smart meter 2G* elettrici, l'incentivo all'efficienza applicato nella matrice IQI varia da un massimo di 26,3% per i casi di rapporto tra previsione di spesa dell'impresa e previsione di spesa del regolatore pari a 0,75, a un minimo di 13,8% per i casi di rapporto tra previsione di spesa dell'impresa e previsione di spesa del regolatore pari a 1,25 (in caso di rapporto tra previsione di spesa dell'impresa e previsione di spesa del regolatore pari a 1, l'incentivo all'efficienza è pari al 20%).
- 9.5 Ciò premesso, si ritiene che un primo elemento che debba essere valutato nella definizione dei nuovi meccanismi di *sharing* da applicare nel *ROSS-base* sia relativo all'efficacia in termini di riduzione dei costi. L'Autorità al riguardo ritiene che la potenza dell'incentivo debba essere tale da fornire un sufficiente stimolo alla riduzione dei costi. La calibrazione degli incentivi sarà comunque oggetto di analisi nel prossimo documento per la consultazione.
- 9.6 Un altro elemento da valutare è il potenziale di *gaming* insito nel meccanismo di *sharing* adottato. L'approccio attualmente in vigore, caratterizzato dall'individuazione di un livello di riferimento individuato sulla base dei costi di un certo anno, presenta il rischio che le imprese possano attivare meccanismi di *cost padding* per incrementare il livello dei costi riconosciuti<sup>6</sup>.
- 9.7 Un terzo elemento da valutare è l'effetto in termini di concentrazione nel tempo dell'*effort* per la riduzione dei costi prodotto dal meccanismo di *sharing*. L'approccio attualmente in vigore, basato sull'applicazione per un periodo pluriennale di livelli di riferimento fissati sulla

---

<sup>5</sup> L'*x-factor* è determinato, di norma, con l'obiettivo di restituire completamente entro la fine del periodo di regolazione la quota delle maggiori efficienze conseguite nel periodo regolatorio precedente non trasferite immediatamente ai clienti finali all'inizio del nuovo periodo regolatorio.

<sup>6</sup> Per un approfondimento su questo tema si veda, tra gli altri, Laffont, J.-J., & Tirole, J. (1992). Cost Padding, Auditing and Collusion. *Annales d'Économie et de Statistique*, 25/26, 205–226. <https://doi.org/10.2307/20075864>



base dell'anno *test*, incentiva poi le imprese a concentrare i recuperi di efficienza all'inizio del periodo regolatorio per massimizzare il proprio margine.

- 9.8 Nella definizione dei nuovi criteri, l'Autorità intende valutare quale sia l'approccio più efficace da applicare, avendo riguardo in primo luogo all'obiettivo di 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.

## 10. La regolazione per livelli di spesa nel Regno Unito

- 10.1 L'esame dei precedenti regolatori porta a concentrarsi su alcuni modelli sviluppati nel Regno Unito da Ofgem:
- il *rolling incentive scheme*;
  - la matrice *Information Quality Incentive (IQI)*;
  - il *Totex Incentive Mechanism (TIM)*.
- 10.2 Con il *rolling incentive scheme* 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.
- 10.3 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.
- 10.4 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 di *sharing* 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.
- 10.5 Il *Totex incentive mechanism (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.
- 10.6 Il TIM è semplice nella sua struttura. Tale meccanismo prevede che annualmente sia calcolata la differenza tra spesa totale effettiva e spesa totale ammessa (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.

- 10.7 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.
- 10.8 Come verrà indicato in modo più diffuso nella Parte V del presente documento per la consultazione, la valutazione delle differenti opzioni possibili per ripartire le efficienze conseguite tra imprese e clienti del servizio sarà oggetto di valutazione secondo le logiche di analisi di impatto della regolazione e sarà valutata in relazione all'efficacia dello strumento ai fini dell'efficientamento del servizio, di consistenza dell'approccio rispetto agli altri obiettivi regolatori e di fattibilità in termini di costi amministrativi per le imprese e per il regolatore.

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

S6. Osservazioni sulle alternative discusse in merito alla definizione dei meccanismi di *sharing* delle efficienze.

## **11. Tassi di capitalizzazione**

- 11.1 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 “gonfiamento” dei costi operativi in corrispondenza dell'anno *test* e spostamento dei costi verso le spese di capitale negli altri anni. 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.
- 11.2 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.
- 11.3 I tassi di capitalizzazione potrebbero essere fissati *ex-ante*, 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.
- 11.4 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.

- 11.5 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.
- 11.6 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 che sarà pubblicato a breve in appendice al presente documento per la consultazione.
- 11.7 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.
- 11.8 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.

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

S7. Osservazioni sulle ipotesi relative alla determinazione del tasso di capitalizzazione.

## **12. Vite utili regolatorie**

- 12.1 Il superamento del regime generale di riconoscimento dei costi basato sulla spesa effettiva implica anche la necessità di rivedere la logica di determinazione e utilizzo delle vite utili regolatorie associate al capitale investito.
- 12.2 Nell'attuale contesto sono definite, in linea generale, vite utili differenziate per tipologia di cespite.
- 12.3 Seguendo l'ipotesi di sviluppare un approccio basato sulla spesa totale con tassi di capitalizzazione fissati dal regolatore, in ciascun anno si determina un valore complessivo degli incrementi patrimoniali che vanno ad accrescere la RAB, senza più distinzione tra le singole categorie di cespite.
- 12.4 Rispetto alla determinazione delle vite utili regolatorie l'Autorità, anche in relazione all'esigenza di mantenere, soprattutto nel primo periodo di applicazione, un legame tra il vecchio approccio basato sulla spesa di capitale effettiva distinta per categoria di cespite e il nuovo approccio basato sulla determinazione di un valore complessivo delle spese capitalizzate (c.d. *slow money*), intende valutare l'ipotesi di calcolare la vita utile regolatoria come media ponderata delle vite regolatorie associate alle diverse categorie di cespite, utilizzando per la ponderazione il costo effettivo consuntivato, inteso come incremento patrimoniale afferente a ciascuna categoria di cespite. In altri termini si guarda alla composizione degli investimenti di un anno per tipologia di cespite e si calcola la vita media

ponderata dell'investimento dell'anno, considerando le vite utili delle diverse tipologie e come peso la spesa effettiva riferita a ciascuna tipologia.

- 12.5 L'applicazione di questo criterio potrebbe portare peraltro a determinare vite utili regolatorie, anche di poco, differenti da un anno all'altro.
- 12.6 In alternativa all'approccio sopra delineato, che consente di determinare per ciascun servizio regolato la vita utile regolatoria media di ciascun anno, l'Autorità ritiene opportuno valutare se non possa invece essere adottato un diverso approccio che consenta di determinare *ex-ante* le vite utili regolatorie. Questo approccio alternativo, pur non consentendo una calibrazione puntuale anno per anno, avrebbe il pregio di consentire una maggiore prevedibilità all'interno del periodo.

***Spunti per la consultazione***

S8. Osservazioni sulle ipotesi relative alla determinazione delle vite utili regolatorie.

### **13. Altre tematiche**

#### ***Dismissioni e alienazioni***

- 13.1 Un altro tema da affrontare nel disegno del nuovo meccanismo di determinazione della RAB è la modalità di determinazione delle dismissioni di cespiti ai fini regolatori.
- 13.2 Al riguardo, si ritiene opportuno che le dismissioni anticipate di cespiti esistenti alla data di passaggio al nuovo meccanismo (si veda il successivo capitolo 14) vengano gestite in continuità di criteri.
- 13.3 Invece, con riferimento alle dismissioni degli incrementi della RAB effettuati in applicazione delle nuove regole di capitalizzazione (quote *slow money*), si ritiene che debba essere individuato uno specifico criterio di trattamento tariffario.
- 13.4 Con l'applicazione dell'approccio *ROSS-base* l'incremento annuale della RAB non è più effettuato in modo puntuale sulla base degli incrementi patrimoniali di ciascun cespite, come consuntivati dalle imprese e dichiarati nelle raccolte dati tariffari dell'Autorità, ma sulla base della quota *slow money* determinata in applicazione delle nuove regole di capitalizzazione. In altri termini, la quota *slow money* va a incrementare la RAB.
- 13.5 Considerato che si ritiene opportuno mantenere attiva, a scopo di monitoraggio, la raccolta dei dati relativa agli incrementi patrimoniali valutati a consuntivo, al fine di poter avere un confronto tra le capitalizzazioni contabili e le capitalizzazioni regolatorie, l'Autorità intende valutare l'ipotesi di valorizzare le dismissioni dei cespiti realizzati successivamente all'avvio dell'approccio *ROSS-base* sulla base dei valori delle dismissioni basati sulle capitalizzazioni contabili (in coerenza con l'attuale approccio) opportunamente riproporzionate per tener conto del rapporto tra capitalizzazioni contabili e capitalizzazioni regolatorie (c.d. *slow*

*money*) di ciascun anno. Tale valore sarebbe pertanto sottratto dal valore delle capitalizzazioni regolatorie dello specifico anno a cui si riferiscono.

### ***Immobilizzazioni in corso***

- 13.6 In linea generale (le peculiarità dei singoli servizi regolati saranno oggetto di analisi nell'ambito della Parte III del presente documento per la consultazione), 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.
- 13.7 Nell'approccio *ROSS-base*, rispetto ai lavori in corso, si possono identificare alcune alternative. Tra queste si possono individuare due soluzioni principali:
- 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 sommati alla spesa capitalizzata (ossia agli *slow money*).

### ***Trattamento dei contributi***

- 13.8 L’Autorità ritiene opportuno che il costo delle immobilizzazioni riconosciuto ai fini regolatori sia determinato al netto dei contributi pubblici e privati che sono stati ottenuti a copertura parziale del costo delle medesime immobilizzazioni.
- 13.9 Nello sviluppo dell’approccio *ROSS-base* appare pertanto opportuno prevedere che i contributi non siano considerati nella fase di valutazione delle efficienze e quindi il confronto tra spesa effettiva e spesa di riferimento sia effettuata su valori al lordo dei contributi.
- 13.10 I contributi sono poi sottratti dalla quota di *slow money* per evitare che siano posti in capo ai clienti del servizio costi già coperti da contributi pubblici.
- 13.11 Lo sviluppo dei criteri di regolazione in relazione al trattamento dei contributi sarà comunque effettuato tenendo conto dei meccanismi già oggi previsti per mitigare il potenziale disincentivo a ottenere contributi derivante da uno schema di regolazione che sottrae l’ammontare dei contributi dal capitale investito regolatorio.

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

- S9. Osservazioni sulle ipotesi relative a trattamento lavori in corso, trattamento dismissioni e trattamento contributi.

### **14. Trattamento dello *stock* di capitale esistente alla data di avvio del *ROSS-base***

- 14.1 Gli *stock* di capitale esistenti alla data di entrata in vigore del *ROSS-base* (ossia al 31 dicembre dell’anno precedente a quello di entrata in vigore) continuano a essere gestiti in continuità di criteri, fatto salvo quanto possa derivare dal processo di allineamento dei criteri di regolazione di cui alla successiva Parte III.
- 14.2 Nel tempo il peso della RAB relativa allo stock di capitale esistente andrà progressivamente a ridursi e crescerà il peso degli investimenti gestiti con i criteri del *ROSS-base*.
- 14.3 Questa dinamica consente una significativa gradualità nella gestione della discontinuità metodologica che si introduce con la riforma *ROSS-base*.
- 14.4 Gli elementi di dettaglio relativi ai problemi di *cut-off* nel passaggio dall’attuale paradigma regolatorio al *ROSS-base* saranno illustrati in un successivo documento per la consultazione (cfr. capitolo 5).

***Spunti per la consultazione***

S10. Osservazioni in merito al trattamento dello stock di capitale esistente al momento del passaggio al regime *ROSS-base*.

### **PARTE III – ALLINEAMENTO DEI CRITERI DI REGOLAZIONE**

#### **15. Verso un testo integrato dei criteri di riconoscimento dei costi per i servizi infrastrutturali regolati (a rete)**

- 15.1 L’Autorità ha perseguito, negli ultimi quindici anni, l’obiettivo di riallineare progressivamente le modalità di determinazione del costo riconosciuto dei diversi servizi infrastrutturali, in particolare dei servizi infrastrutturali a rete (i servizi regolati di stoccaggio gas e rigassificazione del Gnl presentano, in effetti, alcuni elementi peculiari che rendono meno rilevante l’obiettivo di pieno allineamento rispetto ai servizi regolati infrastrutturali a rete).
- 15.2 Purtuttavia permangono alcune differenze tra le regolazioni dei diversi servizi infrastrutturali a rete, in relazione alle quali l’Autorità ritiene opportuno avviare un’analisi approfondita, al fine di valutare l’opportunità di un riallineamento e, qualora ne ricorrano le condizioni, per valutare quali siano le tempistiche e le modalità per dar corso a tale riallineamento.
- 15.3 In tale prospettiva, l’Autorità intende valutare l’opportunità di introdurre un testo integrato dei criteri di determinazione del costo riconosciuto per i servizi infrastrutturali (valutando, come detto, se circoscriverlo ai servizi infrastrutturali a rete, inclusa la misura, o se estenderlo anche a rigassificazione e stoccaggio del gas), che in analogia al TIWACC (relativo alla remunerazione del capitale investito) preveda l’applicazione di criteri uniformi per tutti i servizi infrastrutturali energetici tariffariamente regolati, quantomeno per quelli a rete.
- 15.4 L’introduzione del testo integrato dei criteri di determinazione del costo riconosciuto (TICCR) troverebbe applicazione in veri e propri periodi regolatori dei criteri di determinazione del costo riconosciuto PCCR, al pari del PWACC.
- 15.5 Oltre alle tematiche relative alla durata e all’articolazione del PCCR, l’Autorità intende valutare anche se rendere il PCCR sincrono con le tempistiche del PWACC, al fine di ridurre i momenti di discontinuità nella regolazione.
- 15.6 I periodi regolatori specifici dei singoli servizi potrebbero essere concentrati sulle specificità industriali dei singoli servizi, con ruolo principale assegnato agli strumenti regolatori relativi alle tematiche della qualità del servizio e alle regolazioni *output-based*.

#### **16. Che cosa allineare?**

- 16.1 Di seguito è individuato un primo elenco di carattere indicativo degli elementi della regolazione che l’Autorità intende allineare:
- criteri per la determinazione del costo effettivo, con allineamento delle voci non riconoscibili;
  - formule per il calcolo del tasso di recupero di produttività (*x-factor*);



- 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 (automezzi, fabbricati non industriali, attrezzature industriali, immobilizzazioni immateriali, ecc.);
- modalità di determinazione del capitale circolante netto riconosciuto ai fini regolatori;
- modalità di calcolo degli ammortamenti e applicazione delle regole di degrado al capitale esistente alla data di passaggio al regime *ROSS-base*.

## **17. Una prima ricognizione**

- 17.1 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.
- 17.2 L’obiettivo è di predisporre una tabella sinottica che consenta un agevole confronto dei diversi approcci e sia la base per la formulazione di ipotesi concrete di allineamento.
- 17.3 Il documento ricognitivo sarà reso disponibile nella primavera 2022.

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

- S11. Osservazioni rispetto alle ipotesi di riallineamento delle regolazioni dei servizi infrastrutturali.
- S12. Come si valuta l’ipotesi di escludere dal riallineamento le regolazioni relative ai servizi infrastrutturali non a rete.

## PARTE IV – METODOLOGIA DI ANALISI DELLA *PERFORMANCE*

### 18. L'esigenza di monitorare la *performance* finanziaria

- 18.1 Come indicato nel Quadro strategico 2022-2025, l'Autorità intende 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 *ROSS-base*.
- 18.2 Sempre secondo quanto indicato nel Quadro strategico 2022-2025, sarà inoltre necessario 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.
- 18.3 Si ritiene che lo sviluppo di tale metodologia nella valutazione dell'Autorità possa consentire un miglioramento della trasparenza dell'azione regolatoria e favorire anche la comparabilità dei risultati tra settori e imprese.
- 18.4 Ai fini del monitoraggio della *performance*, l'Autorità ritiene che un indice sintetico in grado di rappresentare gli effetti della regolazione sulla *performance* economico-finanziaria delle imprese possa essere costituito dal *Return on Regulatory Equity* (RORE).
- 18.5 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.
- 18.6 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 effettivo sostenuto dalle imprese e dal costo operativo riconosciuto;
  - 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*.
- 18.7 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:

$$RORE = Ke_{pre\ tax} + R_{opex} + R_{amm} + R_{remcap} + R_{inc}$$

dove:

- $Ke_{pre\ tax}$  è il tasso di remunerazione del capitale proprio reale pre-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
- $R_{gearing}$  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 possono derivare poi 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*.

18.8 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).

## **19. Necessità di condivisione della metodologia e dei risultati prima della pubblicazione**

- 19.1 Il calcolo del RORE implica attente analisi dei dati riportati nei conti annuali separati delle imprese regolate e dei dati relativi ai meccanismi tariffari, ai meccanismi di regolazione della qualità del servizio e agli altri meccanismi *output-based*.
- 19.2 L’Autorità ritiene che la messa a punto della metodologia di determinazione del RORE debba essere discussa in modo puntuale con le imprese e con gli *stakeholder*, e debba poi essere consolidata in un manuale che consenta di procedere nel minimo dettaglio alla determinazione del RORE e ne consenta la piena ripercorribilità e, al limite, la certificabilità da parte di soggetti terzi indipendenti.
- 19.3 L’Autorità ritiene altresì che anche i risultati ottenuti dalle analisi, prima della loro pubblicazione, debbano essere validati dalle stesse imprese.
- 19.4 L’Autorità ritiene che, una volta messa a punto la metodologia, ogni anno i risultati dell’analisi RORE debbano essere resi pubblici.

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

S13. Osservazioni rispetto alle ipotesi di adottare il RORE come indice per il monitoraggio della *performance* delle imprese regolate.

## **PARTE V – METODOLOGIA PER ANALISI SEMPLIFICATA DI IMPATTO DELLA REGOLAZIONE**

### **20. L’approccio AIR semplificato**

- 20.1 L’approccio semplificato di analisi di impatto della regolazione che l’Autorità intende adottare si sostanzia nella valutazione, nelle diverse fasi del provvedimento, degli impatti che possono essere prodotti dalle diverse opzioni di regolazione disponibili.
- 20.2 Nella scheda sono ripercorsi sinteticamente il contesto e le questioni da affrontare che stanno alla base dell’intervento in esame, sono identificati i destinatari dell’intervento e i soggetti interessati.
- 20.3 La scheda AIR illustra:
- gli obiettivi generali e specifici dell’intervento (vd capitolo 3 del presente documento per la consultazione);
  - le opzioni alternative esaminate e le valutazioni preliminari rispetto a tali opzioni;
  - i criteri di valutazione delle opzioni (efficacia, coerenza, fattibilità);
  - una descrizione comparativa delle opzioni di regolazione disponibili;
  - la valutazione delle opzioni regolatorie alla luce dei suddetti criteri.
- 20.4 L’Autorità ritiene opportuno acquisire il punto di vista dei soggetti interessati già nella fase di ideazione delle opzioni alternative, al fine di meglio orientare le successive fasi della propria analisi di impatto della regolazione.

### **21. Individuazione delle opzioni di regolazione**

- 21.1 L’analisi dei contenuti della riforma ROSS-base in relazione agli obiettivi specifici riportati nel capitolo 3 consente di identificare alcune aree che potrebbero essere rilevanti ai fini dell’individuazione delle opzioni di regolazione rispetto alle quali valutarne l’impatto.
- 21.2 In relazione all’obiettivo di superare il *capex bias*, potrebbero essere analizzate opzioni alternative rispetto alla definizione dei tassi di capitalizzazione e rispetto alle modalità di trattamento dei lavori in corso o ancora rispetto all’ipotesi di gestire in modo unitario le attività di distribuzione e misura per i servizi di distribuzione e misura dell’energia elettrica e del gas.
- 21.3 In relazione all’obiettivo di aumentare la produttività totale dei servizi infrastrutturali potrebbero essere valutate opzioni alternative in relazione ai meccanismi di definizione degli obiettivi di efficientamento, degli *sharing* dei benefici conseguiti e di come gestire eventuali *overperformance*.

- 21.4 Rispetto all'obiettivo di allineare le regolazioni specifiche dei diversi servizi infrastrutturali potrebbero essere esaminate opzioni alternative che si differenziano per l'ampiezza dell'ambito di applicazione sia in termini di servizi interessati sia in termini di aspetti della regolazione che vengono allineati.

***Spunti per la consultazione***

S14. Osservazioni relative alle opzioni di regolazione individuate.

## **22. Criteri di valutazione delle opzioni**

- 22.1 L'Autorità ritiene che le opzioni possano essere valutate sulla base dei seguenti criteri:
- efficacia, in termini di capacità dell'opzione stessa di raggiungere gli obiettivi individuati;
  - consistenza, in termini di compatibilità dell'opzione in relazione ai diversi obiettivi dell'intervento, favorendo così una minimizzazione dei *trade-off* presenti tra diversi obiettivi;
  - fattibilità e proporzionalità, che consente di valutare se l'onere amministrativo imposto dall'opzione alle imprese è proporzionato rispetto ai benefici che si possono conseguire e se le implicazioni in termini di attività di vigilanza e controllo da parte del regolatore sono anch'esse proporzionate.

***Spunti per la consultazione***

S15. Osservazioni rispetto ai criteri di valutazione delle opzioni.