

DELIBERAZIONE 18 APRILE 2023

163/2023/R/COM

TESTO INTEGRATO DEI CRITERI E DEI PRINCIPI GENERALI DELLA REGOLAZIONE PER OBIETTIVI DI SPESA E DI SERVIZIO PER IL PERIODO 2024-2031 (TIROSS 2024-2031): APPROVAZIONE DELLA PARTE I, RECANTE LE DISPOSIZIONI COMUNI, E DELLA PARTE II, DEDICATA AL ROSS-BASE

L'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA RETI E AMBIENTE

Nella 1247^a riunione del 18 aprile 2023

VISTI:

- la direttiva 2009/73/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009, relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale e che abroga la direttiva 2003/55/CE;
- il regolamento (CE) 715/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009 in materia di condizioni di accesso alle reti di trasporto del gas naturale;
- il regolamento (UE) n. 347/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 17 aprile 2013 sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche transeuropee;
- il regolamento (UE) 460/2017 della Commissione, del 16 marzo 2017, che istituisce un Codice di rete relativo a strutture tariffarie armonizzate per il trasporto del gas;
- il regolamento (UE) 2018/1999 del Parlamento europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018 sulla *governance* dell'Unione dell'energia e dell'azione per il clima che modifica le direttive (CE) n. 663/2009 e (CE) n. 715/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio, le direttive 94/22/CE, 98/70/CE, 2009/31/UE, 2012/27/UE e 2013/30/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, le direttive del Consiglio 2009/119/CE e (UE) 2015/652 e che abroga il regolamento (UE) n. 525/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio (di seguito: regolamento (UE) 2018/1999);
- la direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio del 11 dicembre 2018 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili;
- la direttiva (UE) 2018/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018 che modifica la direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica;
- il regolamento (UE) 2019/942 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019, che istituisce un'Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia;

- il regolamento (UE) 2019/943 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, sul mercato interno dell'energia elettrica (di seguito: regolamento (UE) 2019/943);
- la direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE;
- la direttiva (UE) 2019/692 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 17 aprile 2019 che modifica la direttiva 2009/73/CE relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale;
- il regolamento (UE) 2022/869 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 30 maggio 2022;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481, come successivamente modificata e integrata (di seguito: legge 481/95);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, come successivamente modificato e integrato;
- l'articolo 30, della legge 12 dicembre 2002, n. 273;
- il decreto-legge 29 agosto 2003, 239, come convertito dalla legge 27 ottobre 2003, n. 290;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239, come successivamente modificata e integrata;
- il decreto-legge 18 giugno 2007, n. 73, come convertito dalla legge 3 agosto 2007, n. 125;
- la legge 23 luglio 2009, n. 99, come successivamente modificata e integrata;
- il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, come successivamente modificato e integrato;
- il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, come successivamente modificato e integrato;
- il decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, come successivamente modificato e integrato;
- la legge 22 aprile 2021, n. 53, recante "Delega al Governo per il recepimento delle direttive europee e l'attuazione di altri atti dell'Unione europea - Legge di delegazione europea 2019-2020";
- il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima predisposto dal Ministero dello Sviluppo Economico, dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e dal Ministero delle infrastrutture e dei trasporti, pubblicato nel mese di dicembre 2019 (di seguito: PNIEC);
- il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza;
- la deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 18 settembre 2014, 446/2014/R/com;
- la deliberazione dell'Autorità 28 marzo 2019, 114/2019/R/gas e il relativo Allegato A, recante la "Regolazione delle tariffe per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il quinto periodo di regolazione 2020-2023 (RTTG)", come successivamente modificato e integrato;

- la deliberazione dell’Autorità 18 giugno 2019, 242/2019/A e il relativo allegato A, recante il Quadro strategico dell’Autorità per il triennio 2019-2021 (di seguito: Quadro Strategico 2019-2021);
- la deliberazione dell’Autorità 23 ottobre 2019, 419/2019/R/gas e il relativo Allegato A, recante la “Regolazione tariffaria per il servizio di stoccaggio del gas naturale per il quinto periodo di regolazione 2020-2025 (RTSG)”, come successivamente modificato e integrato;
- la deliberazione dell’Autorità 19 novembre 2019, 474/2019/R/gas e il relativo Allegato A, recante la “Regolazione tariffaria per il servizio di rigassificazione del gas naturale liquefatto per il quinto periodo di regolazione 2020-2023 (RTRG)”, come successivamente modificato e integrato;
- la deliberazione dell’Autorità 27 dicembre 2019, 568/2019/R/eel (di seguito: deliberazione 568/2019/R/eel) e i relativi allegati A, recante il “Testo integrato delle disposizioni per l’erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell’energia elettrica (TIT) (2020-2023)”, come successivamente modificato e integrato, B, recante il “Testo integrato delle disposizioni per la regolazione dell’attività di misura elettrica (Testo Integrato Misura Elettrica – TIME) 2020-2023”, e C, recante il “Testo integrato delle condizioni economiche per l’erogazione del servizio di connessione (TIC) (2020-2023)”;
- la deliberazione dell’Autorità 27 dicembre 2019, 570/2019/R/gas e il relativo Allegato A, recante la “Regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025 (RTDG 2020-2025)”, come successivamente modificato e integrato;
- la deliberazione dell’Autorità 28 giugno 2021, 271/2021/R/com (di seguito: deliberazione 271/2021/R/com);
- la deliberazione dell’Autorità 23 dicembre 2021, 614/2021/R/com;
- la deliberazione dell’Autorità 13 gennaio 2022, 2/2022/A, di approvazione del Quadro strategico 2022-2025 dell’Autorità (di seguito: Quadro strategico 2022-2025);
- la deliberazione dell’Autorità 4 aprile 2023, 139/2023/R/GAS e il relativo Allegato A, recante la “Regolazione delle tariffe per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il sesto periodo di regolazione 2024-2027 (RTTG)”;
- la deliberazione 25 ottobre 2022, 527/2022/R/com (di seguito: deliberazione 527/2022/R/com);
- il documento per la consultazione dell’Autorità 12 ottobre 2017, 683/2017/R/eel (di seguito: documento per la consultazione 683/2017/R/eel);
- il documento per la consultazione dell’Autorità 23 dicembre 2021, 615/2021/R/com (di seguito: documento per la consultazione 615/2021/R/com);
- il documento per la consultazione dell’Autorità 12 luglio 2022, 317/2022/R/com (di seguito: documento per la consultazione 317/2022/R/com);
- il documento per la consultazione dell’Autorità 6 dicembre 2022, 655/2022/R/com (di seguito: documento per la consultazione 655/2022/R/com);
- le osservazioni ai suddetti documenti per la consultazione.

CONSIDERATO CHE:

- 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;
- per il settore elettrico, il comma 18(2) del regolamento (UE) 2019/943 dispone che le metodologie relative alle tariffe riflettano i costi fissi degli operatori dei sistemi di trasmissione e degli operatori dei sistemi di distribuzione e forniscano incentivi adeguati ai gestori dei sistemi di trasmissione e ai gestori dei sistemi di distribuzione, sia a breve che a lungo termine, al fine di migliorare l’efficienza e promuovere ulteriori obiettivi;
- per il settore gas, il comma 13(1) del regolamento (CE) 715/2009 stabilisce che le tariffe, o le metodologie utilizzate per calcolarle, debbano essere trasparenti, tenere conto della necessità di integrità del sistema e del suo miglioramento e rispecchiare i costi effettivamente sostenuti purché essi corrispondano a quelli di un gestore di rete efficiente e strutturalmente comparabile, includendo nel contempo un appropriato rendimento degli investimenti ,e siano trasparenti e non discriminatorie;
- 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;
- 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;
- gli obiettivi dell’Unione dell’energia sono declinati a livello nazionale nell’ambito del PNIEC che individua le principali esigenze di sviluppo infrastrutturale nel settore dell’energia.

CONSIDERATO CHE:

- come già evidenziato nel documento per la consultazione 683/2017/R/eel, la prospettiva della decarbonizzazione richiede, da parte dei regolatori infrastrutturali, una revisione dei propri modelli di regolazione, al fine di individuare soluzioni che consentano di coniugare le esigenze di sviluppo infrastrutturale, derivanti dagli obiettivi di decarbonizzazione dell'energia, con le esigenze di economicità ed efficienza nella gestione e nello sviluppo delle reti, a beneficio degli utenti;
- in particolare, il cambiamento tecnologico rende disponibili soluzioni che possono incontrare una barriera nei modelli di regolazione incentivante basati sul costo degli interventi (approccio *input-based* o modelli *RAB-based*);
- le esigenze di adeguamento del paradigma regolatorio sono riflesse nel Quadro strategico 2019-2021, in cui è sottolineato che il contesto di transizione energetica richiede un complessivo e progressivo adeguamento della regolazione, anche sotto il profilo infrastrutturale e nel Quadro strategico 2022-2025;
- il Quadro strategico 2019-2021 aveva individuato uno specifico obiettivo strategico (OS.20 - Regolazione per obiettivi di spesa e di servizio (ROSS), relativo alla necessità di adeguare - con un graduale processo di transizione regolatoria che tenesse 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;
- in particolare, la linea di intervento a. dell'obiettivo strategico OS.20, richiamato al punto precedente, aveva indicato il progressivo e graduale superamento dell'attuale approccio di riconoscimento dei costi, differenziato tra costi operativi e costi di capitale, a favore di un approccio integrato che responsabilizzi maggiormente gli operatori;
- il Quadro strategico 2022-2025 individua uno specifico obiettivo strategico (OS. 26) – Sviluppare nuovi criteri per il riconoscimento dei costi nei servizi infrastrutturali) che, in continuità con le attività svolte nel triennio precedente, prevede l'avvio, con la necessaria gradualità della prima attuazione, dell'approccio ROSS;
- lo stesso Quadro strategico 2022-2025 individua la definizione dei criteri generali per la determinazione del costo riconosciuto da applicare a tutti i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas come ROSS-base e individua l'approccio integrato della regolazione per obiettivi di spesa e di servizio come approccio ROSS-integrale.

CONSIDERATO CHE:

- l'Autorità con la deliberazione 271/2021/R/com ha avviato un procedimento per l'adozione 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;

- 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, recante le linee guida per lo sviluppo della regolazione ROSS-base da applicare a tutti i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas;
- 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*);
- con il documento per la consultazione 317/2022/R/com sono stati illustrati gli orientamenti dell'Autorità in relazione all'ambito di applicazione dell'approccio ROSS e ai criteri di determinazione del costo riconosciuto secondo l'approccio ROSS-base;
- nel mese di ottobre 2022 è stato svolto un seminario pubblico e si sono svolti ulteriori incontri *focus group*;
- gli orientamenti finali relativi ai criteri di determinazione del costo riconosciuto secondo l'approccio ROSS-base sono stati illustrati nel documento per la consultazione 655/2022/R/com;
- nel mese di gennaio 2023 si sono svolti ulteriori *focus group*;
- in parallelo al procedimento avviato con la deliberazione 271/2021R/com, dedicato allo sviluppo del modello ROSS-base, l'Autorità, con la deliberazione 527/2022/R/com, ha avviato un procedimento dedicato allo sviluppo del modello ROSS-integrale e finalizzato alla definizione del quadro di regole generali per l'applicazione dello stesso modello ROSS-integrale ai singoli servizi regolati.

CONSIDERATO CHE:

- gli obiettivi di carattere generale perseguiti dalla regolazione sono identificati nella 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;
- 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;

- gli obiettivi specifici del ROSS-base sono identificati nel Quadro strategico 2022-2025:
 - nell'ambito della linea intervento a. – *Definizione dei criteri generali per la determinazione del costo riconosciuto*, dell'obiettivo strategico OS.26 – *Sviluppare nuovi criteri per il riconoscimento dei costi nei servizi infrastrutturali*:
 - 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;
 - nell'ambito della linea intervento b. – *Definizione di una metodologia di analisi dei rendimenti* che mira a premettere la verifica dell'effettivo livello dei rendimenti economico-finanziari;
- 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 sono state individuate 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.

CONSIDERATO CHE:

- in relazione al **nuovo quadro regolatorio per i servizi infrastrutturali regolati del settore elettrico e gas**, l'Autorità, nel documento per la consultazione 655/2022/R/com ha prospettato le ipotesi di:
 - raccogliere le disposizioni relative alla regolazione per obiettivi di spesa e di servizio in uno specifico Testo Integrato relativo alla Regolazione per Obiettivi di Spesa e di Servizio (TIROSS) che fissi principi e criteri di regolazione che definiscano la cornice entro la quale sono definite le regolazioni specifiche di ciascun servizio infrastrutturale regolato dei settori elettrico e gas;
 - fissare nei testi integrati specifici di ciascun servizio tutte le disposizioni applicabili ai diversi servizi, includendo anche i parametri il cui valore sia già determinato nel TIROSS, al fine, da un lato, di favorire omogeneità nei criteri di regolazione, dall'altro di rendere agevole l'individuazione dell'insieme delle regole che si applica al singolo servizio;
 - prevedere, nei limiti 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;

- prevedere 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 possa essere di quattro anni;
- in relazione alle tempistiche di applicazione del ROSS-base e del ROSS-integrale, l’Autorità, nel documento per la consultazione 317/2022/R/com ha indicato i propri orientamenti, differenziati tra i diversi servizi;
- in relazione agli orientamenti dell’Autorità per lo sviluppo della regolazione ROSS-base, con riferimento al tema della **durata del periodo regolatorio**:
 - sia durante i *focus group* di gennaio 2023 sia nelle risposte al documento per la consultazione 655/2022/R/com, la gran parte degli operatori e delle loro associazioni si è espressa favorevolmente rispetto all’ipotesi prospettata di un periodo di vigenza della disciplina generale del TIROSS di otto anni e di periodi regolatori per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas di quattro anni. Più nel dettaglio:
 - diversi soggetti hanno riconosciuto che un periodo di otto anni del TIROSS avrebbe un impatto positivo in termini di stabilità del quadro regolatorio, pur essendo necessaria sufficiente flessibilità, ad esempio nella revisione infra-periodo, ma evitando stravolgimenti sugli aspetti chiave del modello regolatorio;
 - al contrario, un operatore della distribuzione gas e un’associazione hanno espresso alcuni dubbi rispetto a un periodo regolatorio di quattro anni. Ritengono infatti che un periodo più breve rispetto ai sei anni dell’attuale regolazione potrebbe ridurre la visibilità e prevedibilità del quadro regolatorio, e quindi non contribuire alla stabilità regolatoria (a meno che i criteri generali delineati nel TIROSS non permettano agli operatori di disporre di elementi comparabili a quelli attualmente a loro disposizione all’inizio del periodo regolatorio);
 - un operatore gas, sia nel corso dei *focus group* di gennaio 2023 che in risposta alla consultazione 655/2022/R/com ha suggerito di valutare l’estensione della durata del TIROSS da otto a dodici anni; ritiene infatti che questa opzione consentirebbe di mantenere invariata l’attuale durata del periodo regolatorio per la distribuzione gas (sei anni) e sarebbe più allineata con la durata delle concessioni d’ATEM;
 - un operatore ha suggerito di valutare la possibilità di estendere il periodo di valenza del TIROSS oltre il 2031 per la distribuzione elettrica, al fine di fornire maggiore stabilità al processo di assegnazione delle nuove concessioni (vista la scadenza delle attuali concessioni prevista per il 31 dicembre 2030);
 - alcuni operatori e associazioni, pur d’accordo con le durate proposte per il TIROSS e i periodi regolatori, suggeriscono di posticipare l’introduzione del ROSS-base al 2025, ad esempio tramite il ricorso a un anno transitorio, o in alternativa di rispettare le tempistiche previste, ma prevedendo sufficiente flessibilità nella calibrazione delle principali leve regolatorie; in alcuni casi è stato proposto di prevedere una fase sperimentale per il ROSS-base – senza

- impatti tariffari – nel 2024, per testare la nuova metodologia e poi calibrare i parametri regolatori;
- in relazione al nuovo quadro regolatorio per i servizi infrastrutturali regolati del settore elettrico e gas, l’Autorità rispetto **all’impostazione generale del sistema tariffario** ha prospettato le ipotesi di:
 - organizzare il sistema tariffario secondo la logica del *tariff decoupling*, con corrispettivi applicati ai clienti finali del servizio disaccoppiati dai parametri effettivamente utilizzati per il dimensionamento del ricavo ammesso a copertura del costo del servizio;
 - prevedere che i criteri per la determinazione dei contributi per le connessioni e i corrispettivi per altre prestazioni inerenti i servizi regolati siano disciplinati nell’ambito della regolazione specifica di ciascun servizio e quindi non siano compresi nell’ambito dei criteri e principi generali definiti nel TIROSS;
 - prevedere l’individuazione di eventuali meccanismi di perequazione, anche in acconto, e di conguaglio, in relazione alle tempistiche per le determinazioni dei corrispettivi per l’uso della rete, identificati per i servizi di distribuzione come tariffe obbligatorie, tipicamente fissate nell’anno $t-1$, essendo t l’anno di applicazione della tariffa, e alle tempistiche di determinazione dei corrispettivi che dimensionano i ricavi per l’utilizzo della rete, tipicamente fissati nell’anno $t+2$;
 - con riferimento all’impostazione generale del sistema tariffario, la possibilità di definire meccanismi di perequazione in acconto nelle specifiche regolazioni di settore è stata accolta con favore. Alcuni operatori e associazioni hanno invece sollevato dei dubbi circa l’ampiamiento delle tempistiche per la gestione dei meccanismi di perequazione (con l’attivazione di specifiche componenti di perequazione in $t+3$ rispetto all’attuale $t+2$). In particolare:
 - secondo molti operatori la regolazione delle partite economiche dovrebbe avvenire entro la fine dell’anno $t+1$, mentre il *lag* tra la pubblicazione delle tariffe obbligatorie e la determinazione delle tariffe definitive non dovrebbe essere superiore ai due anni; un operatore suggerisce di mitigare le criticità emergenti da un *lag* più ampio utilizzando opportuni fattori correttivi, seguendo quanto attualmente previsto nella regolazione del trasporto gas; due operatori suggeriscono di allineare il *lag* di riconoscimento delle componenti di spesa per la gestione operativa e spesa di capitale (*o fast money* e *slow money*), in particolare rimuovendo il *lag* di un anno tra quando la spesa di capitale è sostenuta e quando la componente di ricavo corrispondente è riconosciuta;
 - al tempo stesso però alcuni operatori riconoscono che l’allungamento delle tempistiche per la determinazione e gestione dei meccanismi di conguaglio potrebbe essere legato a tempistiche tecniche. In questo caso, un operatore suggerisce di chiarire in quali trimestri saranno determinate le tariffe obbligatorie e le tariffe definitive;
 - una associazione di operatori gas non riscontra particolari criticità circa le proposte di *tariff decoupling* e gestione dei meccanismi di perequazione posti in consultazione;

- secondo un operatore l'attivazione del meccanismo di perequazione in acconto dovrebbe rimanere facoltativa;
- nelle risposte al documento per la consultazione 317/2022/R/com è stata sottolineata l'esigenza di assicurare la **finanziabilità degli investimenti** necessari per la decarbonizzazione; il tema è stato quindi approfondito nel corso dei *focus group* di ottobre 2022; in relazione a tale esigenza, nel documento per la consultazione 615/2022/R/com, l'Autorità ha condiviso l'esigenza di assicurare che il quadro di regolazione sia in grado di garantire la finanziabilità degli investimenti necessari per la transizione energetica e ha prospettato le ipotesi:
 - di acquisire, anche nel contesto del ROSS-base, proiezioni pluriennali di spesa, che coprano almeno l'85% dei costi di ciascun servizio e comprendano almeno le tre principali imprese, secondo schemi predefiniti, 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;
 - di individuare indicatori chiave relativi al debito mutuati dalle analisi di finanziabilità che sono svolte tipicamente dalle agenzie di *rating*;
 - di definire modalità di valutazione della finanziabilità con approcci differenziati tra ROSS-integrale e ROSS-base;
 - prevedere che l'ipotesi di introduzione di strumenti di valutazione della finanziabilità debba essere puntualmente analizzata, per ciascun servizio regolato, nel contesto di specifici tavoli di lavoro con imprese e *stakeholder*, prima di essere approvati in modo definitivo;
- l'attenzione dell'Autorità per gli aspetti di sostenibilità finanziaria è stata accolta con favore dagli operatori. L'importanza del tema della *financeability* è stata confermata anche nelle risposte al documento per la consultazione 655/2022/R/com. In particolare:
 - alcuni soggetti, pur a favore di una maggiore attenzione al tema della sostenibilità finanziaria, suggeriscono di mantenere una certa flessibilità, soprattutto in una prima fase, ad esempio prevedendo la possibilità per le imprese regolate di presentare specifiche istanze nel caso emergessero criticità in materia;
 - un soggetto suggerisce di rimandare l'introduzione di specifici meccanismi per monitorare la finanziabilità (pur mantenendo la possibilità di presentare istanze), ritenendo che analisi più strutturate siano più appropriate per il ROSS-integrale;
 - molti soggetti si sono detti a favore di ulteriori approfondimenti e discussioni in materia in specifici gruppi di lavoro, ad esempio per identificare gli indicatori più appropriati;
 - la maggior parte dei soggetti ha riconosciuto che, in generale, gli indicatori proposti dall'Autorità sono in linea con quelli tipicamente utilizzati dalle agenzie di *rating*. Alcuni soggetti hanno sottolineato come gli indicatori AICR (*adjusted interest cover ratio*) e Nominal PMICR (*post maintenance interest coverage ratio*) sono meno conosciuti;

- molti soggetti ritengono utili chiarimenti e maggiori dettagli sulle formule e metodologie che l’Autorità prevede di utilizzare per gli specifici indici che saranno individuati;
- diversi soggetti hanno richiesto chiarimenti circa la definizione dell’impresa nozionale per la valutazione della finanziabilità, sottolineando come questo aspetto dovrebbe essere valutato attentamente;
- mentre alcuni operatori si sono detti a favore di analisi della sostenibilità finanziaria sulla base di un’impresa nozionale, due soggetti sono in disaccordo con un simile approccio;
- un operatore ha sottolineato l’importanza di assicurare che l’impresa nozionale usata per l’analisi di finanziabilità sia coerente con le ipotesi usate per il WACC, in particolare se l’Autorità intende valutare anche l’indicatore del *Return on Equity* (ROE);
- due soggetti ritengono opportuno che le soglie degli indicatori per l’analisi di sostenibilità siano individuate in linea con un *rating investment grade*;
- un soggetto ritiene necessarie misure regolatorie per assicurare all’impresa regolata flussi di cassa coerenti con il fabbisogno finanziario richiesto per supportare gli investimenti per la transizione energetica, ad esempio prevedendo tassi di capitalizzazione inferiori a quelli effettivi/attuali o forme di ammortamento accelerato;
- con riferimento al tema dell’acquisizione delle **previsioni di spesa nel contesto del ROSS-base**, in risposta al documento per la consultazione 317/2022/R/com, un soggetto ha proposto l’introduzione del ROSS-integrale a partire dal 2024, con un *business plan* semplificato per calibrare i parametri regolatori quali ad esempio il tasso di capitalizzazione, il profilo di ammortamento della RAB (*regulatory asset base*) ed eventualmente per fissare il sentiero di sviluppo dei costi operativi. Questa possibilità è stata presentata e discussa nel corso dei *focus group* di ottobre 2022 e successivamente declinata dall’Autorità nel documento per la consultazione 655/2022/R/com. In particolare, dalle risposte alla consultazione emerge come:
 - alcuni operatori, pur riconoscendo le motivazioni alla base della proposta di acquisire previsioni di spesa semplificate nel contesto del ROSS-base, ritengono particolarmente complesso fornire simili informazioni (e in particolare proiezioni accurate) per un periodo di cinque anni, soprattutto se ciò sarà necessario già dal 2024;
 - alcuni operatori ritengono questo esercizio particolarmente complesso per il servizio di distribuzione del gas naturale, vista la difficoltà di prevedere gli esiti dei processi di gara e le incertezze sul perimetro gestito che ne derivano;
 - un operatore di distribuzione del gas naturale è in disaccordo con l’ipotesi di acquisire proiezioni di spesa pluriennali anche nel contesto del ROSS-base, in quanto ritiene che ciò sia più appropriato per il ROSS-integrale e non necessario per il ROSS-base; inoltre, lo stesso soggetto sottolinea che questa previsione presenta significativi costi amministrativi per i distributori;

- al contrario, un altro operatore attivo nel settore dell'energia elettrica si è detto assolutamente a favore della proposta di acquisire proiezioni di spesa semplificate per calibrare i parametri regolatori anche nel contesto del ROSS-base;
- un soggetto ritiene che ci sia una circolarità nel richiedere proiezioni di spesa (e voci economico-finanziarie) per calibrare i parametri regolatori, in quanto le voci di spesa dipendono dai parametri che saranno alla base della regolazione ROSS;
- molti operatori chiedono di semplificare il *set* di dati e informazioni che le imprese di rete saranno chiamate a fornire nel contesto del ROSS-base; in quest'ottica, alcuni operatori e associazioni suggeriscono di limitare la raccolta dati (prospettica) a quanto strettamente necessario per la calibrazione delle leve regolatorie, ad esempio le sole proiezioni di spesa per spese di capitale e costi operativi;
- diversi soggetti suggeriscono di allineare l'estensione temporale delle proiezioni di spesa alla durata del periodo regolatorio, ovvero che queste ultime coprano quattro anni invece che cinque;
- secondo un operatore, le proiezioni di spesa fornite per il ROSS-base non dovrebbero avere carattere vincolante, ma avere un ruolo indicativo;
- un operatore suggerisce che la raccolta delle proiezioni di spesa sia fatta nell'ultimo trimestre prima dell'avvio del periodo regolatorio; altri soggetti suggeriscono di tenere conto degli attuali "calendari aziendali", ad esempio le tempistiche per la presentazione dei piani industriali;
- molti soggetti hanno chiesto chiarimenti circa le specifiche voci e i criteri previsti nei Conti Annuali Separati (CAS) che saranno utilizzati per la predisposizione delle previsioni di spesa semplificate;
- la maggior parte dei soggetti ritiene che tutti i dati e le informazioni acquisiti dall'Autorità dovrebbero essere gestiti in modo confidenziale; altri soggetti, pur sottolineando l'importanza del tema, ritengono che il giusto livello di confidenzialità dovrà essere definito a seconda delle tipologie di dati/informazioni, ad es. tenendo anche conto di quanto già comunicato ai mercati finanziari;
- con riferimento al tema degli **incentivi all'efficienza**, nel corso del processo di consultazione sono state discusse con gli operatori diverse opzioni di regolazione. In generale è emerso come la maggior parte degli operatori ritenga molto importante che il meccanismo di *sharing* delle efficienze che sarà applicato nel modello ROSS abbia una potenza dell'incentivo non inferiore a quella dell'attuale meccanismo, in quanto conseguire ulteriori efficienze è visto come più complesso. In particolare:
 - nell'ambito delle risposte al documento per la consultazione 615/2021/R/com la maggior parte dei soggetti non ha fornito commenti specifici né ha espresso preferenze rispetto a specifici meccanismi di *sharing*; alcuni hanno comunque fornito osservazioni sui meccanismi di TIM (*Totex Incentive Mechanism*) e RIM (*rolling incentive mechanism*); molti soggetti hanno evidenziato l'importanza di assicurare che i meccanismi incentivanti adottati per il modello ROSS diano adeguati incentivi alle imprese per conseguire ulteriori efficienze e sottolineato i meriti dell'attuale meccanismo che ha consentito agli operatori di conseguire

- importanti efficienze; alcuni soggetti hanno manifestato preoccupazione per potenziali effetti di sovrapposizione dei meccanismi di efficienza (*baseline e sharing rate*);
- nel corso dei *focus group* di aprile 2022 gli operatori hanno confermato le posizioni precedentemente espresse; è inoltre emersa una preoccupazione che l’Autorità voglia fissare obiettivi di efficienza particolarmente sfidanti e difficili da raggiungere; in generale, i soggetti che hanno partecipato ai *focus group* sono sembrati più preoccupati del livello della potenza dell’incentivo piuttosto che del tipo di meccanismo specifico;
 - nell’ambito delle risposte al documento per la consultazione 317/2022/R/com gli operatori hanno giudicato le proposte dell’Autorità come troppo sfidanti, ribadendo l’importanza di assicurare una potenza dell’incentivo non inferiore a quella dell’attuale meccanismo e la difficoltà di conseguire ulteriori efficienze; inoltre, gli operatori e le loro associazioni hanno fornito commenti di maggior dettaglio circa le opzioni di regolazione proposte; mentre il TIM è stato riconosciuto come di più semplice applicazione, alcuni operatori hanno espresso preferenza per il RIM, in quanto quest’ultimo permette agli operatori di trattenere le efficienze più a lungo;
 - nel corso dei *focus group* di ottobre 2022 è stata discussa con gli operatori e le loro associazioni la possibilità di introdurre strumenti di scelta di diverse opzioni regolatorie (menu di regolazione); almeno in linea di principio, i soggetti che hanno partecipato agli incontri si sono detti favorevoli a una simile proposta, ma hanno manifestato l’esigenza di conoscere maggiori dettagli al riguardo; inoltre, dalle discussioni, sembrano superate le preoccupazioni precedentemente espresse circa la possibilità di sovrapposizione (o *double counting*) dei meccanismi di efficienza; i soggetti hanno inoltre spostato l’attenzione alla definizione della *baseline* di spesa, riconoscendo che questa rappresenta un parametro chiave da calibrare attentamente;
 - nel corso dei *focus group* di gennaio 2023 è stata approfondita la proposta di menu di regolazione, con gli operatori che hanno richiesto chiarimenti su alcuni aspetti implementativi del meccanismo proposto; sono stati inoltre ampiamente discussi il coefficiente di ripartizione delle efficienze tra quota allocata alla gestione operativa e quota allocata agli investimenti e il meccanismo di monitoraggio dell’andamento della spesa di capitale;
 - nell’ambito delle risposte al documento per la consultazione 655/2022/R/com emerge un generale apprezzamento per il meccanismo di menu di regolazione proposto, con la possibilità per le imprese di scegliere tra due opzioni, uno *schema ad alto potenziale di incentivo* (SAP) e uno *schema a basso potenziale di incentivo* (SBP), ma sono state espresse preoccupazioni rispetto alla potenza dell’incentivo, alla difficoltà di conseguire ulteriori efficienze visti i livelli già raggiunti e al trattamento di casi di *performance* “non lineare”; in particolare:
 - molti soggetti hanno giudicato positivamente la proposta di meccanismo di incentivo all’efficienza, ma hanno richiesto alcuni chiarimenti e la necessità

di esempi numerici, ad esempio rispetto alla definizione dell'*X-factor* e del coefficiente di ripartizione delle efficienze;

- alcuni soggetti hanno evidenziato la necessità di alcuni chiarimenti e affinamenti rispetto alla gestione dei casi di *performance* non lineare, ad esempio casi in cui l'operatore è più efficiente della *baseline* ma meno efficiente dell'anno precedente o, al contrario, meno efficiente della *baseline* ma più efficiente dell'anno precedente;
- come evidenziato anche nelle precedenti fasi di consultazione, molti operatori hanno ribadito l'importanza di una potenza dell'incentivo almeno pari a quella dell'attuale meccanismo e sottolineato che, dalle simulazioni, il meccanismo proposto presenta invece una potenza dell'incentivo inferiore; un soggetto ritiene che una riduzione della potenza dell'incentivo per lo SBP potrebbe essere accettabile solo in presenza di uno *sharing rate* simmetrico per i casi di *outperformance* e *underperformance*;
- un soggetto si è espresso a favore dell'incentivo all'efficienza proposto dall'Autorità per il recupero di efficienza totale allocato agli investimenti; tuttavia, lo stesso soggetto ha sottolineato che questo valore dovrebbe essere rivisto al rialzo qualora l'Autorità decidesse di ampliare l'utilizzo dei costi unitari *standard* per il trattamento delle spese di capitale; due soggetti ritengono che l'incentivo all'efficienza per investimenti in *asset* con tecnologie più "mature" dovrebbe essere almeno pari al 50%;
- un soggetto è favorevole all'applicazione di incentivi all'efficienza asimmetrici per *outperformance* e *underperformance*, ma ritiene che in entrambe le opzioni proposte (SBP e SAP) gli operatori dovrebbero essere in grado di recuperare più del 50% degli eventuali maggiori costi;
- alcuni soggetti hanno sottolineato l'esigenza di maggiori dettagli sulle modalità con cui il coefficiente di ripartizione sarà fissato dall'Autorità; un soggetto richiede che nella decisione sia esplicitato che il coefficiente di ripartizione sarà calibrato sulla base delle ultime evidenze contabili e che quindi rifletterà la reale allocazione tra costi operativi e investimenti; secondo un altro soggetto questo meccanismo, nel caso in cui la porzione di spese di capitale sia valutata con logiche passanti, aumenta la complessità senza benefici significativi;
- diversi soggetti hanno evidenziato la necessità di prevedere specifiche disposizioni rispetto alla scelta tra SBP e SAP per gestire casi di operazioni straordinarie o acquisizioni; in particolare, diversi soggetti hanno chiesto chiarimenti sul trattamento di situazioni in cui i soggetti all'inizio del periodo avevano optato per soluzioni diverse;
- un soggetto ritiene che in futuro la proposta di menu di regolazione attualmente prevista per la quota di efficienza allocata alla gestione operativa dovrebbe essere estesa anche alla quota allocata agli investimenti;
- diversi soggetti, pur riconoscendone le finalità, hanno espresso dubbi sul meccanismo di monitoraggio dell'andamento delle spese di capitale e dell'avanzamento fisico degli investimenti; la maggior parte degli operatori

- si è detta favorevole ad approfondire il tema in specifici gruppi di lavoro, in quanto ritiene complessa l'effettiva implementazione di un simile indicatore;
- diversi soggetti hanno sottolineato come ad alcuni investimenti potrebbe non corrispondere una variazione nella consistenza fisica dell'*asset*, ad esempio interventi di manutenzione evolutiva; per questo motivo, almeno per il ROSS-base, alcuni operatori ritengono più appropriato monitorare l'avanzamento fisico della spesa di capitale e predisporre una relazione; diversi soggetti ritengono che l'indicatore dovrebbe essere comunque integrato da valutazioni qualitative;
 - due soggetti ritengono necessario prevedere la possibilità di neutralizzare eventuali impatti negativi dei meccanismi di efficienza in caso di eventi fuori dal controllo degli operatori;
 - molti soggetti si sono detti a favore del trattamento congiunto dei costi delle attività di misura e delle attività di gestione delle infrastrutture (*bundling* di attività);
 - un soggetto è in disaccordo con la fissazione della *baseline* per i costi operativi a partire dai valori storici e ritiene che dovrebbe essere invece fissata sulla base delle proiezioni semplificate di spesa;
- con riferimento al tema dei **tassi di capitalizzazione nel contesto del ROSS-base**, dall'inizio del processo di consultazione gli operatori hanno riconosciuto che questi rappresentano un parametro chiave per un modello regolatorio ROSS. Al tempo stesso, sono emerse posizioni diverse circa l'approccio più appropriato per la loro definizione. In particolare:
 - nell'ambito delle risposte al documento per la consultazione 615/2021/R/com alcuni soggetti hanno espresso preferenze per un approccio basato su analisi prospettiche, mentre altri su analisi retrospettive, pur sottolineando come non sia opportuno andare troppo indietro nel passato; alcuni operatori hanno indicato l'esigenza di adottare tassi di capitalizzazione differenziati per impresa, mentre un soggetto suggerisce la differenziazione per settore; alcuni soggetti hanno segnalato l'esigenza di meccanismi di gestione delle incertezze o meccanismi che consentano l'aggiustamento dei tassi di capitalizzazione fissati *ex ante*;
 - nei *focus group* di aprile 2022 la maggior parte dei soggetti ha indicato come preferibile un approccio prospettico, soprattutto laddove siano disponibili i *business plan*; tra gli operatori emerge una preferenza per la fissazione dei tassi di capitalizzazione *ex ante*, anche se un soggetto ne richiede il possibile aggiustamento *ex post*; è stata inoltre discussa l'opportunità di fissare tassi di capitalizzazione inferiori a quelli attuali, ma sono emerse posizioni differenziate tra gli operatori;
 - nell'ambito delle risposte al documento per la consultazione 317/2022/R/com, dove erano state individuate differenti opzioni di regolazione in relazione alle modalità di determinazione dei tassi di capitalizzazione, sono state confermate le posizioni differenziate degli operatori; in particolare, sono emerse posizioni diverse sia per l'opzione di regolazione TC1 (sui dati da utilizzare per la fissazione dei tassi di capitalizzazione, ovvero analisi retrospettive o prospettiche) sia per

l'opzione di regolazione TC2 (circa l'ampiezza dell'analisi, ovvero tassi di capitalizzazione specifici per impresa, differenziati per servizio o per *cluster*); diversi soggetti ritengono inoltre che i tassi di capitalizzazione, almeno nel primo periodo di regolazione di applicazione dell'approccio ROSS, dovrebbero essere fissati a un livello il più vicino possibile alla composizione effettiva della spesa totale;

- nell'ambito delle risposte al documento per la consultazione 655/2022/R/com, molti operatori si sono espressi favorevolmente rispetto alle proposte dell'Autorità, ma alcuni soggetti hanno manifestato l'esigenza di maggiori dettagli sul funzionamento degli aggiustamenti *forward-looking* previsti dall'Autorità per l'opzione di regolazione TC1.C (tassi di capitalizzazione su dati storici recenti con qualche aggiornamento sulla base di valutazioni *forward-looking*); in particolare:
 - la maggior parte dei soggetti si è detta a favore dell'opzione TC1.C, ovvero tassi di capitalizzazione basati su dati storici recenti con aggiustamenti *forward-looking*; tuttavia, due operatori suggeriscono di non tenere in considerazione aggiornamenti *forward-looking* per il primo periodo regolatorio ROSS;
 - la maggior parte dei soggetti si è detta a favore dell'opzione TC2.C, ovvero tassi di capitalizzazione differenziati per *cluster* per i servizi di distribuzione e differenziati per impresa per gli altri servizi; un operatore della distribuzione gas ha sottolineato l'esigenza di tassi di capitalizzazione specifici per impresa; un soggetto ha sottolineato come i tassi di capitalizzazione dovrebbero essere fissati sulla base delle proiezioni di spesa semplificate prospettate per il ROSS-base; un operatore del trasporto gas ha sottolineato la necessità di tassi di capitalizzazione fissati per singola impresa, evidenziando come l'adozione di tassi di capitalizzazione medi per settore potrebbe avere effetti indesiderati di sovra/sottocapitalizzazione;
 - alcuni soggetti attivi nella distribuzione di energia elettrica e gas naturale hanno sottolineato l'importanza della definizione dei *cluster* per fissare i tassi di capitalizzazione;
 - alcuni soggetti, come anche precedentemente ricordato, ritengono importante assicurare una transizione graduale verso il nuovo approccio; come in precedenti interazioni, alcuni soggetti ritengono che i tassi di capitalizzazione dovrebbero essere fissati a un livello il più vicino possibile alla composizione effettiva della spesa totale;
 - un soggetto ritiene inappropriata la definizione di un tasso di capitalizzazione per l'intero periodo regolatorio nel caso della distribuzione gas, dove gli investimenti sono fortemente dipendenti dall'aggiudicazione delle gare d'ambito;
 - due soggetti ritengono come la determinazione del tasso di capitalizzazione, nel caso della distribuzione del gas naturale, non debba incidere su eventuali impegni già assunti dagli operatori (ad esempio nelle offerte per le gare d'ambito); chiedono quindi di evitare applicazioni "retrospettive";

- due soggetti hanno sottolineato come la fissazione di tassi di capitalizzazione *ex ante* comporta distorsioni tra la contabilità civilistica e la contabilità regolatoria;
- un soggetto ritiene opportuno adottare un approccio *rolling* per il tasso di capitalizzazione, per intercettare tempestivamente eventuali cambi nei piani di investimento; in alternativa, suggerisce la possibilità di prevedere un meccanismo di *re-opener* in caso di scostamenti significativi;
- con riferimento al tema dell'**allineamento dei criteri di regolazione tra i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas**, nel corso del processo di consultazione si rileva un ampio consenso, in particolare sull'allineamento dei criteri in relazione alla nuova spesa assoggettata alla regolazione ROSS. Rispetto all'allineamento dei criteri di regolazione per il trattamento dei cespiti esistenti alla data di *cut-off* sono emerse posizioni differenziate tra operatori e settori sulla soluzione preferibile ma, in generale, non sono state evidenziate particolari criticità. In particolare:
 - nell'ambito delle risposte al documento per la consultazione 615/2021/R/com, l'obiettivo e la prospettiva di allineare i criteri di regolazione dei vari servizi è stata valutata positivamente dagli operatori; al tempo stesso, è stata segnalata l'esigenza di considerare le specificità dei diversi servizi, ad esempio alcuni soggetti hanno evidenziato le peculiarità del servizio di stoccaggio, del servizio di rigassificazione del gas naturale liquefatto o del servizio di distribuzione (dove il servizio è assegnato tramite gare); alcuni soggetti hanno fornito spunti su quali parametri andrebbero affinati in ottica di allineamento tra servizi;
 - nel corso dei *focus group* di aprile 2022 sono emerse posizioni differenziate sull'ipotesi di allineamento dei criteri; mentre diversi operatori ne hanno riconosciuto i meriti e i benefici, altri hanno espresso preoccupazioni rispetto alle complessità gestionali e agli impatti economici che ne potrebbero derivare;
 - in risposta al documento per la consultazione 317/2022/R/com, i soggetti hanno fornito risposte di maggiore dettaglio sulla proposta di allineamento dei criteri relativi alla nuova spesa, rispetto alla quale emerge un ampio consenso, e sulle opzioni regolatorie prospettate per il trattamento del capitale esistente alla data di *cut-off*; su questo secondo aspetto sono emerse posizioni differenziate, con alcuni soggetti favorevoli ad un approccio semplificato per il rimborso del capitale investito non ancora ammortizzato (opzione CO.C) e altri che invece ritengono preferibile il trattamento in continuità con gli attuali criteri senza allineamenti (opzione CO.A); un solo soggetto ha indicato l'opzione CO.B (trattamento in continuità di criteri con qualche intervento di allineamento) come preferita;
 - nell'ambito delle risposte al documento per la consultazione 655/2022/R/com sono stati confermati gli orientamenti espressi precedentemente e permangono posizioni differenziate rispetto al trattamento della spesa esistente alla data di *cut-off*; in particolare:
 - diversi soggetti hanno espresso apprezzamento per la proposta dell'Autorità di lasciare flessibilità nella scelta del trattamento della spesa esistente alla data

- di *cut-off* (ovvero tra opzione CO.A e opzione CO.C) nelle decisioni dei diversi servizi regolati;
- diversi soggetti non hanno evidenziato particolari criticità rispetto alle opzioni proposte dall’Autorità, ma alcuni hanno sottolineato l’importanza di assicurare la neutralità degli interventi rispetto ai ricavi delle imprese o di tenere conto delle implicazioni che le soluzioni scelte avranno in termini di complessità gestionale;
 - alcuni soggetti hanno espresso una preferenza per l’opzione CO.C, sottolineando i vantaggi in termini di minore complessità amministrativa, ad esempio in quanto permette di evitare l’applicazione di un “doppio regime” di trattamento dei cespiti;
 - al contrario, altri soggetti preferiscono l’opzione CO.A, sottolineando come questa assicuri maggiore stabilità regolatoria, trasparenza e continuità di criteri, oltre a ridurre le complessità gestionali;
 - un soggetto ritiene che l’attuale quadro regolatorio sia sufficientemente omogeneo e non necessiti di ulteriori armonizzazioni e suggerisce di concentrare gli sforzi di allineamento ai criteri relativi alla nuova spesa;
 - due soggetti sono favorevoli all’unificazione delle vite utili per i cespiti che non riflettono le specificità di settore o servizio;
 - un operatore del settore elettrico ritiene necessario definire meccanismi regolatori che consentano il pieno recupero degli investimenti passati, soprattutto in caso di dismissioni anticipate dovute a interventi di sviluppo o razionalizzazioni;
 - alcuni soggetti hanno sottolineato l’importanza di un’analisi dei costi operativi propri dei vari settori, per assicurarne il riconoscimento a fini tariffari;
- con riferimento al **trattamento dell’inflazione**, l’importanza del tema, soprattutto nell’attuale congiuntura, è stata ampiamente riconosciuta nelle risposte al documento per la consultazione 317/2022/R/com. In quell’occasione è inoltre emersa l’esigenza di ulteriori approfondimenti in materia. Dalle risposte al documento per la consultazione 655/2022/R/com sono emersi spunti ulteriori. In particolare:
 - gli operatori e le loro associazioni hanno espresso apprezzamento per le proposte di introdurre meccanismi di conguaglio *ex post* per sterilizzare i rischi legati alle previsioni di inflazione;
 - è stata inoltre accolta con favore l’intenzione di migliorare l’omogeneità dei criteri di aggiornamento usati nei diversi servizi; alcuni soggetti hanno comunque evidenziato alcune accortezze che riterrebbero necessarie, ad esempio evitare che le discontinuità portino a mancati riconoscimenti per gli operatori;
 - diversi soggetti hanno sottolineato l’importanza di ridurre il *lag* tra la rilevazione del dato dell’inflazione e il suo utilizzo a fini tariffari;
 - si riscontrano invece posizioni diverse circa gli indici e meccanismi da utilizzare per tenere conto dell’inflazione; in particolare:
 - due soggetti ritengono condivisibile la conferma dei riferimenti attualmente utilizzati per aggiornare le tariffe per l’inflazione (il tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati per i costi

- operativi e il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevati dall'Istat per le spese di capitale);
- secondo un soggetto, la conferma degli attuali riferimenti dell'inflazione comporta potenziali rischi di mancata copertura dei costi per gli operatori;
 - un soggetto ha inoltre sottolineato la mancata coerenza tra l'inflazione presa a riferimento per la rivalutazione delle spese di capitale (il deflatore) e l'inflazione presa a riferimento per deflazionare il WACC;
 - alcuni soggetti ritengono che gli attuali riferimenti negli ultimi anni non siano sempre stati in grado di riflettere al meglio gli aumenti dei prezzi di alcuni fattori produttivi, per questo motivo alcuni operatori suggeriscono di valutare l'introduzione di meccanismi di *Real Price Effects* (RPEs), opportuni meccanismi di gestione delle incertezze e/o indici alternativi;
 - alcuni operatori suggeriscono di svolgere ulteriori approfondimenti sugli specifici riferimenti da utilizzare per aggiornare le tariffe per l'inflazione, tenendo conto anche dei precedenti internazionali in materia;
 - nel caso di cambiamenti nei riferimenti usati per l'inflazione, un soggetto ha sottolineato l'importanza che i nuovi riferimenti/indici siano facilmente accessibili per gli operatori;
- in relazione al **servizio di distribuzione del gas naturale**
 - nell'ambito delle risposte al documento per la consultazione 615/2021/R/com, diversi operatori della distribuzione del gas naturale hanno evidenziato delle criticità sulla compatibilità dell'approccio ROSS con il regime di affidamento delle concessioni tramite gara;
 - nel corso dei *focus group* di aprile 2022 sono emerse posizioni differenziate; alcuni soggetti hanno ribadito le difficoltà di assicurare un coordinamento tra un modello ROSS e le gare per l'assegnazione del servizio, un soggetto ha sollevato dubbi sull'opportunità di applicare il ROSS-integrale per la distribuzione gas, mentre un altro non ritiene compatibile l'approccio ROSS (anche nella forma ROSS-integrale) con questo settore; un soggetto suggerisce di prevedere l'applicazione del ROSS solo dal settimo periodo regolatorio, mentre un altro suggerisce di valutare la possibilità di non applicare il ROSS-base dove il servizio sia già stato assegnato tramite gara (o negli ambiti in cui stia per essere assegnato tramite gara);
 - nell'ambito delle risposte al documento per la consultazione 317/2022/R/com, diversi operatori hanno confermato i loro dubbi ed evidenziato le complessità ulteriori per l'applicazione del modello ROSS alla distribuzione del gas naturale;
 - l'Autorità, nel documento per la consultazione 655/2022/R/com ha svolto considerazioni rispetto alle peculiarità di tale servizio e ha ritenuto, in linea generale, compatibile l'approccio ROSS-base con i meccanismi di concorrenza per il mercato previsti per l'affidamento del servizio e ritenuto necessario svolgere approfondimenti in relazione a possibili effetti legati al trattamento del capitale esistente alla data di *cut-off* e al trattamento delle spese di capitale future nel contesto del ROSS-base, finalizzati all'adozione di alcune misure di armonizzazione tra la disciplina regolatoria e la disciplina delle gare gas;

- molti soggetti nel corso del procedimento hanno sottolineato le difficoltà a conciliare la regolazione ROSS con lo svolgimento delle gare d'ambito per l'assegnazione del servizio;
- nell'ambito delle risposte al documento per la consultazione 655/2022/R/com, gli operatori hanno espresso generale apprezzamento per la previsione di svolgere ulteriori approfondimenti sulle specificità del servizio di distribuzione del gas naturale; tra le peculiarità e punti di attenzione da tenere in considerazione sono stati sottolineati i seguenti aspetti:
 - pur evidenziando aspetti di complessità, diversi soggetti hanno giudicato ragionevole o si sono detti d'accordo con l'obiettivo di voler ricondurre tutti i servizi a un quadro regolatorio con principi comuni, ma un'associazione lo ritiene realizzabile solo "a tendere";
 - secondo alcuni operatori una componente di *slow money* unica e la predisposizione di previsioni di spesa semplificate presentano criticità ulteriori per il servizio della distribuzione del gas naturale;
 - molti soggetti hanno evidenziato l'importanza di definire le modalità di svolgimento delle verifiche dei delta VIR-RAB (dato che questi scostamenti potrebbero diventare più significativi e la riconciliazione più complessa) e procedere a una revisione e aggiornamento dei parametri oggetto di gara (in quanto legati ad alcuni parametri dell'attuale modello tariffario);
 - alcuni soggetti hanno sottolineato la necessità di evitare effetti retroattivi, salvaguardando gli impegni assunti dagli operatori in sede di aggiudicazione delle gare d'ambito fino al termine di affidamento di 12 anni;
 - secondo un operatore della distribuzione del gas naturale la metodologia ROSS non è compatibile con la transizione verso le gestioni d'ambito; allo stesso tempo l'operatore ritiene molto difficile, se non impossibile, l'armonizzazione tra disciplina regolatoria e disciplina delle gare prima del completamento del processo di aggiudicazione delle gare d'ambito;
- con riferimento al tema dei **meccanismi di gestione delle incertezze nel contesto del ROSS-base**:
 - gli operatori hanno mostrato grande attenzione e interesse in tutte le fasi del processo di consultazione e durante i *focus group*; in particolare:
 - durante i *focus group* di aprile 2022 sono stati approfonditi i principi generali per la gestione delle incertezze e i precedenti inglesi; gli operatori hanno mostrato interesse, evidenziando l'esigenza di meccanismi di gestione dell'incertezza nel contesto del ROSS-base, in particolare per proteggere le imprese da variazioni dei costi al di fuori del loro controllo;
 - l'orientamento di cui al precedente alinea è stato confermato nell'ambito delle risposte al documento per la consultazione 317/2022/R/com, con gli operatori che hanno ribadito l'importanza di prevedere adeguati meccanismi di gestione delle incertezze sia per il ROSS-base che per il ROSS-integrale; alcuni soggetti hanno inoltre presentato degli esempi o indicazioni circa gli specifici strumenti che riterrebbero utili nel caso italiano, ad es. meccanismi

- pass-through* per i costi dell'energia utilizzata, meccanismi di *re-opener*, e strumenti *use-it-or-lose-it* (UIOLI) per progetti innovativi;
- nel documento per la consultazione 655/2022/R/com l'Autorità ha ipotizzato l'introduzione di due meccanismi di gestione delle incertezze nel contesto del ROSS-base:
 - 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, coerente con le disposizioni della legge 481/95 (c.d. fattore Y o *Y-factor*);
 - 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 o *Z-factor*);
 - 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), con fissazione di una soglia per l'attivazione dei meccanismi all'1,5% dei ricavi tariffari;
 - sia durante i focus group di gennaio 2023 che in risposta al documento per la consultazione 655/2022/R/com gli operatori hanno espresso apprezzamento per la proposta di introdurre due meccanismi di gestione delle incertezze (fattore Y e fattore Z) nel contesto del ROSS-base. Al tempo stesso, gli operatori e le loro associazioni non ritengono opportuna l'attivazione di questi meccanismi secondo una logica *trigger* e, ad ogni modo, ritengono il livello proposto della soglia troppo elevato. Più nel dettaglio:
 - molti operatori preferirebbero l'attivazione dei fattori Y e Z senza meccanismi di *trigger*;
 - la maggior parte degli operatori, riconoscendo le finalità del *trigger*, in particolare in ottica di semplicità amministrativa, suggerisce di rivedere al ribasso la soglia di attivazione; nello specifico, molti soggetti suggeriscono di parametrare il *trigger* alla componente costi operativi e non ai ricavi tariffari; inoltre, alcuni suggeriscono di fissare il *trigger* a un livello di 0,5% dei costi operativi;
 - alcuni operatori chiedono di estendere lo scopo di possibile applicazione del fattore Z; ritengono infatti che l'applicazione non dovrebbe limitarsi agli investimenti connessi alla transizione energetica, ma dovrebbe applicarsi anche ad altre fattispecie quali ad esempio rilevanti aumenti delle dimensioni del servizio, evoluzione delle attività svolte, investimenti finalizzati alla *decarbonizzazione* o legati a esigenze di sicurezza e continuità del servizio;
 - secondo un operatore il fattore Z dovrebbe essere in grado di catturare più in generale l'aumento dei costi operativi determinato dal processo di transizione energetica; ad esempio, nel caso della distribuzione elettrica, i costi operativi

incrementali potrebbero essere legati all'aumento della potenza impegnata o al nuovo ruolo dei DSO (*Distribution System Operator*) come acquirenti di risorse per i servizi ancillari locali;

- alcuni operatori hanno inoltre proposto di valutare l'introduzione di ulteriori meccanismi di gestione delle incertezze specifici per impresa/*cluster*/servizio nel corso dei processi relativi a ciascun servizio;
- un operatore della distribuzione gas si è detto favorevole all'introduzione di meccanismi per l'aggiornamento dei costi *standard* nel contesto del ROSS-base.

CONSIDERATO CHE:

- l'Autorità nel documento per la consultazione 317/2022/R/com, ha valutato che l'assenza di costi *standard/benchmark* nell'ambito del modello ROSS-base possa risultare non del tutto efficace nell'eliminazione del c.d. *capex bias*;
- nel documento per la consultazione 655/2022/R/com l'Autorità ha prospettato l'individuazione di specifici indici di misurazione dell'avanzamento fisico della spesa.

CONSIDERATO CHE:

- nel Quadro strategico 2022-2025, è indicato l'obiettivo di mettere a punto le metodologie di analisi dei rendimenti effettivi, a fronte dei parametri regolatori, per identificare eventuali casi di *outperformance* e *underperformance*, 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;
- nel documento per la consultazione 615/2021/R/com, in coerenza con quanto indicato nel Quadro strategico 2022-2025, l'Autorità ha ipotizzato di definire una metodologia di analisi dei rendimenti, per permettere, attraverso adeguati schemi di reportistica, di monitorare e verificare l'effettivo livello dei rendimenti, in coordinamento con lo sviluppo dei criteri di regolazione per obiettivi di spesa e di servizio;
- ai fini del monitoraggio dei rendimenti, nel documento per la consultazione l'Autorità ha prospettato l'ipotesi di introdurre un indice sintetico in grado di rappresentare gli effetti della regolazione sulla *performance* economico-finanziaria delle imprese, identificato dal *Return on Regulatory Equity* (RORE);
- nel medesimo documento per la consultazione l'Autorità ha confermato l'ipotesi, che ha trovato ampio consenso in sede di consultazione, di procedere in modo graduale e prudente con l'introduzione del RORE, ritenendo che i risultati ottenuti da tali analisi possano essere pubblicati solo una volta definita in modo puntuale e condiviso la metodologia di determinazione del RORE stesso e una volta ottenuta la validazione da parte delle imprese regolate dei dati utilizzati per il calcolo;
- sempre nel documento per la consultazione 317/2022/R/com, in relazione al livello di pubblicità dei dati relativi al RORE, l'Autorità ha precisato che una volta raggiunto il

sufficiente grado di maturità della metodologia e dei dati utilizzati per il calcolo del RORE, sia necessario che tali dati siano resi pubblici.

RITENUTO OPPORTUNO:

- procedere alla riforma dei criteri di riconoscimento dei costi secondo l’approccio ROSS, in particolare dare corso all’introduzione dei criteri di regolazione ROSS-base a partire dal 2024, in quanto il peso dei nuovi criteri di determinazione del costo riconosciuto aumenta gradualmente nel tempo in ragione del fatto che lo *stock* di capitale esistente alla data di entrata in vigore dei nuovi criteri (c.d. data di *cut-off*) si ridurrà progressivamente in relazione alle dinamiche di nuovi investimenti, ammortamenti e dismissioni;
- prevedere che le tempistiche di applicazione di tali criteri ai diversi servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas siano definite in occasione delle decisioni specifiche relative ai periodi regolatori dei medesimi servizi;
- in relazione agli orientamenti dell’Autorità per lo sviluppo della regolazione ROSS-base, con riferimento al tema della **durata del periodo regolatorio**:
 - dare seguito all’orientamento illustrato nel documento per la consultazione 655/2022/R/com rispetto al periodo di vigenza delle disposizioni del TIROSS, in quanto una durata di otto anni appare da un lato sufficientemente lunga rispetto alle esigenze di stabilità della regolazione e dall’altro ragionevole rispetto all’esigenza di assicurare gli affinamenti che possono rendersi necessari sia rispetto a nuove esigenze che possano manifestarsi in relazione alle modalità di svolgimento del servizio, sia in relazione ad adattamenti degli obiettivi specifici o dall’evoluzione degli strumenti di regolazione;
 - confermare l’orientamento di prevedere che i periodi regolatori specifici dei singoli servizi abbiano durata di quattro anni; non si condivide infatti la valutazione sugli impatti che una riduzione da sei a quattro anni della durata del periodo regolatorio per alcuni servizi possa incidere sulla visibilità e prevedibilità del quadro regolatorio, in quanto prevedibilità e visibilità dipendono principalmente dalla stabilità dell’assetto regolatorio e non dalle specifiche decisioni che vengono assunte e che necessariamente devono riflettere il più possibile le condizioni congiunturali e l’evoluzione delle condizioni di svolgimento dei singoli servizi;
- con riferimento all’**impostazione generale del sistema tariffario**, confermare le ipotesi illustrate nel documento per la consultazione 655/2022/R/com in relazione a:
 - approccio del *tariff decoupling* in quanto consente flessibilità sia nella gestione delle tempistiche degli aggiornamenti tariffari sia nella scelta dei *driver* di costo per l’addebito dei costi agli utenti del servizio;
 - tempistiche di determinazione dei corrispettivi che riflettono le esigenze di disporre, nel caso della determinazione dei corrispettivi che dimensionano i ricavi delle imprese, di dati fisici ed economico-patrimoniali a consuntivo;
 - individuazione di meccanismi di perequazione e conguaglio, volti ad assicurare l’equilibrio economico e finanziario delle imprese;

- in relazione all'esigenza che il quadro regolatorio assicuri la finanziabilità degli investimenti:
 - confermare l'ipotesi di acquisire, anche nel contesto del ROSS-base, proiezioni pluriennali di spesa con l'obiettivo di valutare gli impatti delle decisioni tariffarie anche in relazione alla sostenibilità per gli utenti del servizio;
 - definire schemi per l'acquisizione di *proiezioni economiche patrimoniali e finanziarie semplificate*, per periodi quadriennali, per un campione di imprese che copra almeno l'85% del costo del servizio rilevato nell'ultimo anno disponibile e, nel caso dei servizi di distribuzione, includa almeno le tre principali imprese come numero di utenze servite e sia rappresentativo delle differenti classi dimensionali;
 - considerare il contenuto degli schemi di cui al precedente alinea, ad eccezione dei dati previsionali relativi ai volumi di servizio e agli investimenti e costi operativi, come confidenziali e pertanto non soggetti a pubblicazione;
 - individuare sin dalla prima fase di introduzione del ROSS-base specifici indicatori chiave relativi al debito, mutuati dalle analisi di finanziabilità che sono svolte tipicamente dalle agenzie di *rating*, da calcolare rispetto a una impresa nozionale, con assunzioni sulla struttura di finanziamento coerenti con quelle adottate in relazione alla determinazione del tasso di remunerazione del capitale investito;
 - prevedere che ulteriori approfondimenti in relazione alle modalità di conduzione delle analisi di finanziabilità siano oggetto di approfondimenti in appositi tavoli di lavoro con le imprese regolate e gli stakeholder da attivare nel corso del periodo di regolazione;
- con riferimento al tema degli **incentivi all'efficienza nel ROSS-base**,
 - prevedere che sia adottato un meccanismo orientato al TIM per i recuperi di efficienza (o per le minori efficienze) relative alla spesa di capitale, in quanto i maggiori/minori costi rispetto alla *baseline* della spesa di capitale non hanno natura ricorrente ma sono relative alle singole opere realizzate;
 - prevedere che sia adottato un meccanismo di tipo RIM per i recuperi di efficienza (o per le minori efficienze) relative alla gestione operativa, in quanto nella gestione operativa i maggiori/minori costi rispetto alla *baseline* presumibilmente si ripetono anche negli esercizi futuri con orizzonti temporali anche molto lunghi;
 - in relazione all'esigenza di differenziare i meccanismi tra recuperi di efficienza relativi alla gestione operativa e recuperi di efficienza riferiti all'attività di investimento, prevedere di fissare *ex ante*, sulla base di stime ragionevoli delle maggiori/minori efficienze attese relative alla gestione operativa e agli investimenti, i coefficienti di ripartizione delle maggiori/minori efficienze tra gestione operativa e investimenti, al fine di evitare comportamenti opportunistici da parte delle imprese;
 - prevedere che i medesimi incentivi siano efficaci rispetto all'obiettivo di garantire uno sviluppo efficiente ed economico del servizio e quindi prevedere che gli incentivi, siano adeguati rispetto a tale obiettivo;
 - prevedere che il coefficiente di *sharing* agli utenti del sistema energetico del meccanismo incentivante relativo alla spesa di capitale sia pari al 70% e che alle

- imprese, di conseguenza, sia lasciato un coefficiente di incentivo pari al 30% delle maggiori/minori efficienze rispetto alla previsione di spesa;
- per la definizione degli incentivi alla gestione operativa, prevedere, anche al fine di adottare schemi di regolazione che abbiano proprietà rivelatrici delle funzioni di costo delle imprese, l'adozione di menu di regolazione con possibilità per le imprese di scegliere *ex ante*, con decisione vincolante per tutto il periodo di regolazione specifico di ciascun servizio, salvo i casi di operazioni di finanza straordinaria che possano modificare l'assetto della compagine societaria, tra una opzione a più alto potenziale di incentivo (SAP) e una opzione a più basso potenziale di incentivo (SBP);
 - prevedere che la SAP sia caratterizzato da incentivo all'efficienza più elevato rispetto alla SBP;
 - prevedere che i tassi di incentivo e i corrispondenti tassi di *sharing* siano simmetrici per i casi di *outperformance* e *underperformance*, tranne che nei casi di *underperformance* strutturale in tutti gli anni del periodo di regolazione;
 - prevedere che le maggiori efficienze operative conseguite prima dell'applicazione dell'approccio ROSS-base siano riconosciute in continuità di criteri, sia per garantire il pieno rispetto del patto regolatorio sulla base del quale le imprese avevano adottato le proprie scelte operative, sia in relazione all'esigenza di evitare sovrapposizioni o *double counting* dei meccanismi di efficienza;
 - prevedere che la *baseline* dei costi operativi per il primo periodo di regolazione di ciascun servizio infrastrutturale regolato con applicazione del ROSS-base sia determinata in base al livello dei costi dell'anno *test*, in continuità di criteri, in ragione dell'esigenza di garantire la certezza e la stabilità del quadro regolatorio;
 - prevedere che la *baseline* dei costi operativi per i periodi regolatori successivi sia determinata sulla base dei costi operativi rilevati nell'ultimo anno del periodo precedente, in coerenza con le logiche di incentivi *rolling*;
 - prevedere che in generale la *baseline* della SBP sia meno sfidante della *baseline* della SAP e che per contro, nei casi di *underperformance* strutturale in tutto il periodo di regolazione la percentuale delle minori efficienze trasferite agli utenti sia maggiore nel caso di scelta della SAP;
 - prevedere che per il primo periodo di regolazione la *baseline* della SBP sia fissata sulla base di un *X-factor* pari a zero, mentre la *baseline* della SAP preveda l'applicazione di un *X-factor* maggiore di zero che sarà fissato in occasione delle decisioni relative a ciascun servizio infrastrutturale regolato;
 - prevedere che ai fini della determinazione dei recuperi di efficienza le attività di misura siano considerate congiuntamente alle attività di gestione delle infrastrutture ai fini della determinazione delle efficienze conseguite;
 - individuare, in relazione all'esigenza di monitorare l'andamento dell'avanzamento fisico degli investimenti a fronte della spesa di capitale sostenuta, specifici indici che fanno riferimento allo sviluppo delle infrastrutture e alla sostituzione delle infrastrutture, che dovranno essere definiti in modo puntuale nel contesto delle decisioni relative a ciascun servizio infrastrutturale regolato;

- con riferimento al tema dei **tassi di capitalizzazione nel ROSS-base**:
 - prevedere che in occasione della definizione della regolazione tariffaria di ciascun servizio infrastrutturale regolato, siano fissati i tassi di capitalizzazione, con decisione motivata sulla base di valutazioni retrospettive e prospettive, pesate in funzione delle specificità di ciascun servizio infrastrutturale;
 - prevedere che i tassi di capitalizzazione possano essere fissati in modo omogeneo per tutte le imprese del servizio o essere differenziate per impresa o *cluster* di imprese, nel caso di servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica e del gas;
- con riferimento al tema dell'**allineamento dei criteri di regolazione tra i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas**:
 - prevedere che sia perseguito un percorso di allineamento dei criteri di regolazione al fine di rendere sempre più omogeneo il quadro regolatorio dei servizi infrastrutturali regolati del settore elettrico e gas ed evitare che differenze nel quadro regolatorio possano influenzare l'allocazione del capitale ai diversi servizi;
 - in relazione all'obiettivo di cui al precedente alinea, prevedere che le spese sostenute dopo la data di adozione dell'approccio ROSS-base siano trattate in modo omogeneo per tutti i servizi regolati infrastrutturali dei settori elettrico e gas;
 - in relazione alle modalità di trattamento del capitale investito esistente alla data di passaggio all'approccio ROSS, prevedere flessibilità nella definizione delle modalità di ammortamento, tenendo conto delle specifiche esigenze dei singoli servizi infrastrutturali regolati;
- con riferimento al **trattamento dell'inflazione**:
 - prevedere che ai fini dell'aggiornamento della *baseline* di spesa:
 - i costi operativi, esclusi i costi relativi ad acquisti di energia elettrica, gas o altri combustibili, siano aggiornati sulla base del tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo per famiglie di operai e impiegati, come determinato *ex post*, in quanto si ritiene un indicatore adeguato a esprimere l'impatto dell'inflazione e a consentire un corretto confronto tra la *baseline* e la spesa effettiva che è espressa a prezzi correnti;
 - le modalità di aggiornamento dei costi relativi ad autoconsumi di energia elettrica, gas o altri combustibili siano definite in occasione della regolazione specifica di ogni servizio infrastrutturale regolato;
 - le modalità di aggiornamento dei costi unitari *standard* siano fissate nelle regolazioni specifiche di ciascun servizio regolato e possano tener conto, oltre che del deflatore degli investimenti fissi lordi, di indici dei prezzi alla produzione, indici dei prezzi delle materie prime o quotazioni di mercato di materie prime; gli indici utilizzati devono fare riferimento a pubblicazioni statistiche ufficiali oppure a quotazioni di mercato di materie prime, in modo che il calcolo eseguito per la determinazione dell'indice utilizzato ai fini regolatori sia trasparente e riproducibile;
 - il capitale investito rilevante per la determinazione dell'anno *t* sia espresso a prezzi dell'anno *t-1* ovvero sia aggiornato con il deflatore degli investimenti

- fissi lordi con base 1 per l'anno $t-1$, in ragione di esigenze di continuità con l'approccio sin qui adottato dalla regolazione;
- in sede di prima applicazione delle disposizioni dell'approccio ROSS, in occasione della definizione delle regole relative a ciascun servizio infrastrutturale regolato, siano adottate misure per garantire continuità nell'aggiornamento per l'inflazione, evitando sovra- o sotto-riconoscimento degli effetti inflattivi;
 - in relazione alle peculiarità del **servizio di distribuzione del gas naturale**:
 - confermare in generale gli orientamenti illustrati nel documento per la consultazione 655/2022/R/com, senza prevedere disposizioni specifiche per le gare d'ambito già affidate, in quanto modifiche della regolazione rientrano nel normale rischio regolatorio a cui sono sottoposte le imprese e le modalità con cui è gestita l'introduzione dell'approccio ROSS, garantisce gradualità e stabilità della regolazione;
 - prevedere che siano adottati specifiche disposizioni che consentano la massima compatibilità tra l'approccio ROSS-base e l'affidamento del servizio mediante gara d'ambito;
 - in relazione ai **meccanismi di gestione delle incertezze nel ROSS-base**:
 - confermare gli orientamenti espressi nel documento per la consultazione 655/2022/R/com con l'introduzione di:
 - 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, coerente con le disposizioni della legge 481/95 (fattore Y o *Y-factor*);
 - 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 che per loro natura non possano essere intercettati dal meccanismo di *price-cap* (fattore Z o *Z-factor*);
 - in relazione a quanto emerso dalla consultazione, rivedere la soglia del *trigger*, fissandola pari allo 0,5% dei costi operativi ammessi.

RITENUTO CHE:

- sia opportuno procedere a ulteriori approfondimenti in relazione all'introduzione di costi *standard/benchmark*, valutando per ciascun servizio infrastrutturale regolato quale sia l'approccio più idoneo per favorire l'efficienza nelle scelte di investimento;
- in relazione a quanto indicato al punto precedente sia opportuno dare mandato al Direttore della Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling* dell'Autorità di effettuare i necessari approfondimenti, convocando se necessario anche tavoli tecnici di approfondimento con le imprese.

RITENUTO CHE:

- in relazione al monitoraggio della *performance* economico-finanziaria sia opportuno definire una metodologia puntuale per il calcolo del RORE;
- in relazione a quanto indicato al punto precedente sia opportuno dare mandato al Direttore della Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling* dell’Autorità di effettuare i necessari approfondimenti, convocando se necessario anche tavoli tecnici di approfondimento con le imprese.

RITENUTO INFINE CHE:

- sia necessario definire in modo puntuale i criteri di rendicontazione della spesa e le modalità di riconciliazione dei dati trasmessi ai fini tariffari con i dati dei rendiconti annuali separati;
- in relazione a quanto indicato al punto precedente sia opportuno dare mandato al Direttore della Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling* dell’Autorità di effettuare i necessari approfondimenti, convocando se necessario anche tavoli tecnici di approfondimento con le imprese

DELIBERA

1. di approvare la Parte I, criteri comuni, e la Parte II, ROSS-base, del Testo integrato della regolazione per obiettivi di spesa e di servizio per i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas, per il periodo 2024-2031 (TIROSS 2024-2031), Allegato A al presente provvedimento, di cui costituisce parte integrante e sostanziale;
2. di dare mandato al Direttore della Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling* dell’Autorità di effettuare i necessari approfondimenti, convocando se necessario anche tavoli tecnici di approfondimento con le imprese:
 - (i) in relazione all’introduzione di costi *standard/benchmark*, valutando per ciascun servizio infrastrutturale regolato quale sia l’approccio più idoneo per favorire l’efficienza nelle scelte di investimento;
 - (ii) in relazione alla predisposizione di una metodologia puntuale per il calcolo del RORE;
 - (iii) al fine di definire in modo puntuale i criteri di rendicontazione della spesa e le modalità di riconciliazione dei dati trasmessi ai fini tariffari con i dati dei rendiconti annuali separati;
3. di pubblicare la presente deliberazione sul sito internet dell’Autorità www.arera.it.

18 aprile 2023

IL PRESIDENTE
Stefano Besseghini