

COMMENTI E OSSERVAZIONI AL 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

Con il presente documento il Gruppo A2A formula le proprie considerazioni in relazione agli orientamenti Illustrati dall'Autorità nel **Documento per la Consultazione 615/2021/R/Com** (di seguito: il Documento) inerenti alle **principali linee di intervento** che caratterizzeranno la **soluzione ROSS-base** (Regolazione per Obiettivi di Spesa e di Servizio, per la determinazione del costo totale riconosciuto per i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas).

Tale Documento si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con la Delibera 271/2021/R/COM ed ha la finalità di **acquisire una prima valutazione** da parte di operatori, clienti finali e altri soggetti interessati in merito alle caratteristiche fondamentali del futuro sistema tariffario applicabile ai servizi infrastrutturali energetici, **senza** tuttavia entrare nel **dettaglio delle concrete scelte di strategia regolatoria** che dovranno essere sviluppate in successive fasi di consultazione e che saranno tuttavia **determinanti** affinché il metodo tariffario sia in effettivamente in grado di **supportare lo sviluppo** del sistema energetico italiano **in conformità** con gli **obiettivi economici** ed **ambientali** verso cui il Paese si è impegnato.

Premessa

Pur condividendo la posizione di ARERA in base alla quale la **transizione energetica** deve essere supportata da una **visione integrata dello sviluppo delle infrastrutture elettriche e gas**, oltre ad un **rafforzamento dei criteri di selettività e di ottimizzazione nelle scelte di investimento**, A2A ritiene essenziale che il **radicale cambiamento** proposto per uno dei principali pilastri della regolazione, quale quello tariffario, sia preceduto da una **profonda e ampia riflessione** su (i) ciò che è **necessario**, nel medio e lungo periodo, ai **settori coinvolti** affinché siano in grado di **supportare** ed anzi essere i motori stessi della transizione, oltre che (ii) sulla **coerenza tra queste necessità e gli incentivi/disincentivi** forniti **esplicitamente** ed **implicitamente** dal nuovo **metodo** che si intende introdurre.

Nei prossimi anni il sistema energetico ed economico del Paese dovrà confrontarsi con una rapida evoluzione, necessaria per il rispetto degli sfidanti obiettivi economico-ambientali verso cui si è impegnato e che avrà **implicazioni profondamente differenti tra il settore dell'energia elettrica e quello del gas naturale**¹, chiamati a sostenere ruoli tra loro diversi e **non interscambiabili**.

¹ Come noto, il primo dovrà espandersi in modo da integrare il vettore elettrico in molti degli usi finali oggi garantiti da altri vettori; il secondo, al contrario, dovrà supportare la progressiva elettrificazione per poi progressivamente contrarsi, ferme restando l'assoluta necessità di garantire massimi livelli di sicurezza e minimizzando le dispersioni di metano in atmosfera....

Di fronte a questa prospettiva, quindi, il sistema regolatorio **non** potrà **adottare** un approccio “**one size fits all**”, bensì dovrà individuare – a valle di un’attenta riflessione – strumenti regolatori che forniscano ai singoli settori **incentivi coerenti con il loro ruolo nella transizione** e che, per quanto possibile, **non generino degli “effetti collaterali”**, tali da **ostacolare**, involontariamente, il percorso verso un sistema energetico caratterizzato da minori emissioni.

Il risultato di tale riflessione dovrà essere **chiaramente statuito negli obiettivi generali e specifici** alla base del metodo stesso, considerando di primaria importanza individuare le giuste fondamenta su cui edificare un nuovo sistema regolatorio che non si limiti semplicemente ad applicare acriticamente alcune soluzioni mutate da altre esperienze con caratteristiche significativamente diverse da quelle del nostro sistema-paese. Tali obiettivi, inoltre, dovranno tenere esplicitamente conto che il **nuovo meccanismo tariffario** dovrà **stimolare l’innovazione** e la **realizzazione di un sistema energetico sempre più flessibile ed ambientalmente sostenibile**.

A2A ritiene anche che la profonda modifica del quadro regolatorio per tutti o alcuni dei settori infrastrutturali che si reputerà opportuno coinvolgere **necessiti di un’adeguata fase di preparazione**, finalizzata a rendere tutti gli operatori idonei a gestire efficacemente il nuovo paradigma. Tale aspetto risulta ancora più cogente per il **settore della distribuzione e misura dell’energia elettrica** in considerazione del fatto che in questo caso l’implementazione del **ROSS-base** è prevista con l’avvio del nuovo periodo regolatorio, che decorrerà dal **2024**, con una possibile adozione del **ROSS integrale**² per i **principali distributori**, la cui soglia dimensionale dovrebbe essere definita a valle di questa prima fase di consultazione.

Il Documento, inoltre, per stessa dichiarazione dell’Autorità, risulta ancora essere di **inquadramento generale e mancante di molti elementi di dettaglio**, indispensabili per fornire una **valutazione puntuale e circostanziata** innanzitutto sulla **coerenza** tra gli **incentivi/disincentivi** che saranno forniti e su quanto **necessario** per **supportare lo sviluppo** dei sistemi energetici in una **direzione coerente** con gli **obiettivi** previsti. Tale mancanza impedisce, altresì, di formulare una ponderata valutazione **degli impatti** in termini sia di **riconoscimento tariffario** dei costi (di capitale ed operativi) e della sua coerenza con il mantenimento, per gli operatori, di un adeguato equilibrio economico-finanziario, da declinare nello scenario precedentemente delineato³, che di impatto sulle **performance operative e gestionali** degli operatori degli incentivi all’efficienza e i relativi meccanismi di sharing.

Per le medesime motivazioni è, altresì, difficoltoso esprimere un parere in relazione all’introduzione e alle finalità di **metodologie di monitoraggio** volte ad indentificare eventuali **casi di over/under**

² Il ROSS integrale, a differenza del ROSS-base, comprende anche le analisi da parte del Regolatore dei business plan elaborati dalle imprese.

³ Cfr. nota 1

performance rispetto ai parametri regolatori identificati nel Documento (i.e. **RORE vs WACC real pre-tax e marginalità di OPEX e Ammortamenti effettivi vs riconosciuti in tariffa**). A tal proposito, risulta tuttavia opportuno sottolineare sin da ora gli elementi di **rischio** insiti in tale previsione, anche in considerazione degli impatti derivabili dalla comunicazione degli esiti di tale monitoraggio verso i propri stakeholder di riferimento, qualora questa non fosse adeguatamente gestita e ponderata. In particolare, anche rispetto a quanto illustrato nel Documento, sarà opportuno tenere in adeguata considerazione (i) i costi **non riconosciuti** dal **sistema tariffario** e che, quindi, devono essere coperti con gli **eventuali margini** delle attività coperte da tariffa, **erodendoli** anche **sensibilmente**, (ii) gli effetti dovuti alle diverse **prassi contabili** adottate dai vari operatori⁴, nonché (iii) le **modalità di aggiornamento del WACC** riconosciuto alle attività infrastrutturali⁵. Allo stesso modo, dovranno essere individuate modalità di *disclosure* dei dati tali da rendere trasparente il funzionamento della metodologia.

Fermo restando quanto sopra, A2A valuta **positivamente** la volontà di **omogeneizzare le modalità di individuazione del costo riconosciuto tra i vari servizi infrastrutturali a rete**. A tal fine, oltre ad individuare la metodologia di trattamento ai fini regolatori dei costi di capitale (CAPEX), si ritiene opportuno anche **rendere note, in modo univoco, le singole voci** (e quindi non solo i comparti delle attività interessate) dei **Conti Economici Separati** considerate al fine di individuare i costi operativi rilevanti ai fini tariffari (OPEX) e che, insieme ai costi di capitale, andranno a **definire la spesa totale** rilevante ai fini del nuovo metodo tariffario.

Si ritiene, altresì, **condivisibile** la proposta di introdurre specifici **meccanismi di gestione delle incertezze** che dovrebbero consentire all'Autorità di **"ricalibrare" la spesa riconosciuta** al fine di garantire adeguate condizioni di economicità e redditività nell'erogazione dei servizi da parte degli operatori. Anche per facilitare una concreta e rapida applicazione di questi nuovi strumenti regolatori, si ritiene opportuno **definire ex-ante** sia quali **voci di costo** debbano essere **soggette a tali meccanismi**, sia la loro **tipologia**, che dovrà essere **appropriata** rispetto alla natura del costo⁶.

Inoltre, come meglio precisato successivamente, anche alla luce delle **sfidanti tempistiche di implementazione** e delle recenti disposizioni normative in materia di **predisposizione dei piani di**

⁴ Si pensi, ad esempio, agli ammortamenti che, in alcuni casi, possono essere accelerati o rallentati/bloccati o alle diverse modalità di trattamento di alcune poste contabili in base ai principi contabili adottati (e.g. canoni di leasing).

⁵ Cfr. Delibera 614/2021/R/Com; ci si riferisce in particolare agli effetti connessi all'andamento congiunturale dei parametri economico-finanziari, nonché all'eventuale attivazione del meccanismo di trigger, e al loro impatto su ciascuna variabile.

⁶ A titolo esemplificativo e non esaustivo si citano driver fisici e/o di costo, indicizzazione a parametri economici in modo da coglierne e internalizzarne nel modello di previsione di spesa eventuali variazioni repentine, clausole di re-openers al verificarsi di condizioni ed eventi particolarmente disruptive tali da comportare break non solo strutturali ma anche congiunturali, se di magnitudo molto intensa e individuazione di costi pass-through.

sviluppo della rete⁷, dopo aver valutato le esigenze, attuali e prospettiche, dei singoli settori coinvolti e individuato quelli a cui è opportuno applicare una metodologia ROSS e, conseguentemente, quali siano le varie declinazioni di tale metodo meglio confacenti a suddette esigenze, si ritiene più efficiente ed efficace focalizzarsi sullo sviluppo sin da subito di un metodo **ROSS integrale**⁸. Tale approccio, infatti, ha il pregio, tra le altre cose, di prevedere la **comparazione**, tanto a livello di costi di capitale che operativi, tra il **piano** proposto dal singolo **operatore** e approvato dall'Autorità e il relativo **consuntivo** al fine di **individuare correttamente l'eventuale extra-efficienza** cui applicare meccanismi di **ripartizione** con l'utenza. Si precisa, tuttavia, che tale meccanismo dovrà far salvi gli attuali metodi di riconoscimento tariffario degli investimenti di lungo periodo, come ad esempio quello applicabile ai sistemi di smart metering 2G⁹.

Infine, affinché quanto sopra possa trovare pieno compimento nel **contesto italiano**, a giudizio di A2A è utile riflettere attentamente sui principali **fattori** che hanno favorito l'**avvio con successo** del **Totex** nell'**esperienza britannica**, **valutando** con particolare attenzione non tanto gli aspetti tecnico-applicativi di tale regolazione, che necessariamente scontano specificità "locali" e non direttamente importabili in un altro ordinamento, quanto la **correlazione** esistente tra le **caratteristiche** del **modello** regolatorio adottato e gli **incentivi/disincentivi** da esso **forniti** e (i) le **caratteristiche** del **sistema energetico** britannico in termini di operatori esistenti, loro dimensione e caratteristiche, distribuzione territoriale e (ii) **esigenze** e **prospettive** dei **singoli settori coinvolti** nel medio e lungo termine. Ci si riferisce, in via esemplificativa e non esaustiva, in particolare ai seguenti aspetti:

- **Passaggio graduale**, attraverso un percorso strutturato su più periodi (iniziato nel 2008, "*RPI-X@20 review*"), ad un metodo tariffario di tipo output-based con logiche di definizione ex-ante dei ricavi riconosciuti e dei livelli di incentivazione all'efficienza e alla qualità ("*Revenue using Incentives to deliver Innovation and Outputs*", **RIIO**); tale approccio ha permesso lo sviluppo sia di robuste metodologie di benchmarking che di un'adeguata base informativa;

⁷ Si fa riferimento all'art 23, comma 3, del dlgs 210/2021 in base al quale Il Gestore del sistema di distribuzione elabora e presenta al MiTE e all'ARERA (che può chiedere modifiche), con cadenza biennale, previa consultazione pubblica, un piano quinquennale di sviluppo della rete di competenza contenente, tra le altre cose, anche l'indicazione degli investimenti programmati.

⁸ Per il settore elettrico, ad esempio, si potrebbe ipotizzare di applicare il ROSS integrale - a regime - solo ad operatori oltre una certa soglia dimensionale (ad es. 100.000 pod) e mantenere l'attuale regolazione RAB based (o eventualmente ROSS base modificato) per gli altri, anche in considerazione del fatto che entro il 2030 dovrebbero essere rinnovate le concessioni di distribuzione elettrica.

⁹ In particolare, il meccanismo applicabile per il riconoscimento degli investimenti in sistemi di smart metering 2G applicabile per gli operatori con più di 100.000 POD e che è basato su un piano, condiviso con ed approvato dall'Autorità, di durata pari a 15 anni, dovrà essere necessariamente confermato ai fini di garantire la certezza regolatoria almeno per tutta la durata della fase massiva, mentre per la successiva fase di c.d. "gestione d'utenza" potrebbe essere possibile una transizione al metodo tariffario ROSS (fatto salvo, naturalmente, il riconoscimento degli investimenti già realizzati da riconoscere con il metodo 2G).

- **Definizione di Linee Guida** sia per la raccolta dati sia per l'attività di redazione del Business Plan;
- Creazione di un *"panel dataset"* omogeneo e completo per valutare i costi operativi e gli investimenti di rete (c.d. *Business Plan Data Templates* – BPDTS);
- **Metodi di valutazione chiari e dettagliati** (sviluppo di un *"assessment toolbox"*, con analisi econometriche e un'analisi disaggregata dei costi, oltre a specifici e standardizzati template per l'analisi Costi-Benefici);
- Parametri di **incentivazione** e **percorso fast-track maggiormente focalizzati sull'elemento premiante** piuttosto che sanzionatorio;
- **Comparabilità degli operatori** (particolarmente rilevante per la distribuzione elettrica in Italia) e applicazione di **tariffe differenziate per impresa**;

Si auspica, pertanto, che gli elementi poc'anzi evidenziati inducano il Regolatore a predisporre **un'ampia e circostanziata fase di consultazione** che preveda una serie di **incontri di approfondimento** con gli stakeholder di riferimento in cui valutare le **specificità italiane** e individuare i fattori determinanti, in materia di **analisi quantitative, comparative, nonché di monitoraggio**, per il successo del nuovo approccio tariffario che si intende adottare.

Suddette considerazioni nascono soprattutto dal fatto che la stessa **Ofgem**, pur in presenza di un **numero di operatori decisamente inferiore** rispetto a quello caratterizzante il **contesto italiano**, ha **impiegato cinque anni per sviluppare i necessari strumenti informativi e regolatori** e per effettuare il **completo «settaggio» della metodologia**. Con l'adozione definitiva del RIIO-1, il nuovo modello - della durata di 8 anni - è stato infatti definitivamente applicato nel 2013 (periodo regolatorio 2013-2021) alla trasmissione elettrica, al trasporto gas (RIIO-T1) e alla distribuzione gas (RIIO-GD1) e nel 2015 (periodo regolatorio 2015-2023) alla distribuzione elettrica (RIIO-ED1).

Sintesi delle valutazioni del Gruppo A2A

Pur apprezzando, a livello teorico, le opportunità insite nella metodologia ROSS, alla luce dell'esperienza britannica e delle considerazioni che saranno dettagliate più approfonditamente nel seguito, si ritiene che le tempistiche previste dall'Autorità per l'avvio della nuova metodologia (anche solo nella versione base) siano molto sfidanti e probabilmente poco realistiche, soprattutto rispetto a quanto previsto per il settore elettrico, in quanto mancano ancora degli elementi importanti per la definizione e l'implementazione di questa nuova metodologia.

In particolare, si ritiene necessario che l'Autorità:

- Identifichi attentamente le **peculiarità dei settori coinvolti** e, per ciascuno di essi, le **necessità attuali e prospettiche**, anche alla luce degli impegni contratti dal Paese in termini di transizione energetica, in modo da disegnare un metodo tariffario che fornisca **incentivi/disincentivi coerenti** con questi;
- Garantisca un ampio **livello partecipativo** nel processo di **definizione** delle regole e dei criteri alla base del **ROSS**, soprattutto nella sua versione **integrale** (che a tendere potrebbe essere applicato ad una **crescente platea di operatori entro una determinata soglia dimensionale**), al fine di evitare **asimmetrie nelle economie di apprendimento**;
- **Disegni** opportunamente il **meccanismo di sharing delle efficienze** al fine di massimizzare la potenza incentivante dello strumento evitando il **rischio di un “double-counting” della leva dell’efficientamento** (*X-Factor e sharing*)¹⁰;
- Fornisca agli operatori, sin dalla fase di consultazione, **un’adeguata disclosure informativa** in merito alle analisi condotte, propedeutiche all’avvio del nuovo modello regolatorio, consentendo in tal modo un **corretto contraddittorio** con le Parti interessate. Allo stesso modo si ritiene opportuno che siano fornite **Linee guida** il più possibile esaustive sulle **modalità** e i **criteri implementativi** degli **strumenti gestionali** necessari alle imprese affinché possano essere conformi a quanto richiesto dal ROSS;
- **Minimizzi le esigenze informative** per il **funzionamento del nuovo metodo tariffario**, procedendo ad unificare raccolte dati già esistenti e ad eliminare quelle non più funzionali al nuovo meccanismo¹¹;

Spunti di consultazione

S1. Si ritiene debbano essere individuati ulteriori o diversi obiettivi in relazione allo sviluppo del ROSS-base?

La nuova impostazione regolatoria determinerebbe il progressivo abbandono dell’attuale **schema building block**¹², comportando il progressivo **superamento del concetto di RAB** come **driver di valore** e la contestuale applicazione di un **tasso di capitalizzazione predefinito dal Regolatore**

¹⁰ Tale rischio è correlabile al fatto che, nella metodologia descritta da ARERA al paragrafo 7.4 del documento di consultazione e nella figura 2 annualmente i costi operativi standard (o obiettivo) sono determinati con l’applicazione del meccanismo del price-cap.

¹¹ Ad esempio, integrando i CAS con i dati necessari per l’implementazione della metodologia ROSS, ad esempio per gli incrementi patrimoniali e semplificando la gestione delle dismissioni adottando una metodologia parametrica.

¹² Tale metodo è caratterizzato da distinte modalità di riconoscimento dei costi: quelli di natura operativa (opex) in via parametrica con aggiornamento tramite meccanismi di tipo price-cap e quelli di capitale (capex) tramite una regolazione di tipo rate-of-return basata su dati puntuali di investimento.

ai fini della ripartizione della spesa totale riconosciuta nelle quote "*slow money*" e "*fast money*". Questa rivoluzione, insieme alle altre specifiche caratteristiche del metodo in esame, determinerà una **profonda modifica** degli **incentivi/disincentivi** forniti dalla regolazione che, si ribadisce, dovranno essere **coerenti** con le **esigenze** attuali e future del **sistema energetico** italiano, e in particolare con il **ruolo** ricoperto dalle **infrastrutture energetiche**, in modo da **supportarlo** nella sfida della transizione energetica e decarbonizzazione verso cui il Paese si è impegnato. Si ribadisce, pertanto, l'importanza di **contestualizzare i nuovi criteri regolatori** tenendo ben presenti le **specificità attuali e prospettiche dei settori infrastrutturali dell'energia elettrica e del gas italiani**.

Nel **primo** caso, infatti, la principale necessità è **garantire lo sviluppo e la resilienza del sistema energetico** così da permettere, in un'ottica di riduzione delle emissioni e di elevati livelli di servizio, una **maggiore elettrificazione** dei consumi finali e una maggiore **penetrazione** delle **FER**. Ciò ha già attivato un nuovo ciclo di investimenti, molto ambizioso e destinato a crescere in un orizzonte di breve periodo. Nel **secondo** caso, invece, ci si attende una **profonda trasformazione** per effetto della **transizione energetica** che determinerà una progressiva **riduzione di investimenti "capital intensive" finalizzati all'espansione dell'infrastruttura** a vantaggio di attività, non necessariamente capitalizzabili, finalizzate al mantenimento in **sicurezza** e all'**ammodernamento** della stessa, nonché la diminuzione delle **dispersioni** in atmosfera di metano. Per il settore del gas naturale, inoltre, ci si attende anche una **maggiore complessità gestionale e un incremento delle attività di R&D** a causa dei nuovi utilizzi dell'infrastruttura gas che stanno emergendo (ad esempio, *reverse flow* e green gas/idrogeno), pur in presenza di minori volumi distribuiti e PDR allacciati¹³. Per il settore del gas naturale è inoltre importante che il nuovo framework regolatorio incentivi la transizione energetica e il sector coupling a differenza dell'attuale regolazione tariffaria che, invece, penalizza il distributore in caso di riduzione del numero di pdr, fenomeno inevitabile a causa della maggiore elettrificazione dei consumi e anzi da incentivare in ottica di decarbonizzazione e razionalizzazione delle reti.

Di conseguenza, gli obiettivi alla base del metodo tariffario dovranno essere declinati in modo tale da incorporare tali esigenze e prevedere esplicitamente che il nuovo sistema sia funzionale a **stimolare l'innovazione** e la **realizzazione di un sistema energetico sempre più flessibile ed ambientalmente sostenibile** ed essere, per quanto possibile, di agevole gestione, anche in termini di necessità informative.

Inoltre, in un **contesto molto polarizzato** quale quello della **distribuzione elettrica italiana**, la **definizione delle soglie dimensionali** in base alle quali verrà definito il perimetro di applicazione di

¹³ Si sottolinea che i costi operativi di un operatore gas non sono completamente e direttamente correlati al numero di pdr attivi gestiti o al volume di gas distribuito. Il futuro meccanismo regolatorio dovrà tener adeguatamente conto di questa caratteristica, non adeguatamente considerata dal sistema tariffario vigente.

ciascuna delle due tipologie di ROSS (integrale o base) riveste una **fondamentale importanza**.

In un tale contesto, deve essere evitato il rischio che il **quadro regolatorio** venga fissato in base ad un **benchmark non del tutto neutrale** rispetto sia all'effetto scala sia alle **economie di apprendimento**. Molti ed **estremamente pervasivi** sono, infatti, i **cambiamenti** sia di tipo **organizzativo** che di **processo e gestionali**, che l'impresa dovrà affrontare nel medio periodo, tra cui di seguito se ne citano i principali:

- I. identificazione degli **interventi di investimento e delle attività manutentive più efficienti e efficaci** in relazione agli obiettivi da perseguire e alla riduzione dei costi operativi. In tale prospettiva, occorre implementare un **sistema consolidato** sia di **KPI** volti a misurare efficacemente le performance degli asset e dell'organizzazione sia di **Analisi Costi-Benefici** in ottica interna e di sistema, adottando anche una logica *Total Cost of Ownership* (TCO) ai fini del monitoraggio di tutti i costi presenti nel ciclo di vita dei diversi asset di rete (progettazione, acquisizione, realizzazione, gestione e manutenzione, fino alla dismissione);
- II. adozione di un **modello operativo e organizzativo maggiormente efficace e efficiente** nell'esecuzione degli investimenti, che consenta un **miglioramento degli strumenti di pianificazione, programmazione e controllo su spesa e avanzamento delle attività**, utilizzando sia un **approccio di clusterizzazione investimenti** (raggruppamento per tipologia e finalità, utilizzando criteri di distinzione prestabiliti) sia un corretto mix *Make-or-Buy*, oltre ad effettuare previsioni accurate di spesa con analisi di *cost assessment* e monitoraggio dei rischi realizzativi (tempistiche autorizzative, dinamiche dei prezzi delle forniture, fattori esterni non controllabili, ecc.);
- III. avvio di un **presidio per l'introduzione delle nuove tecnologie** (smart grid, *demand side response*, accumuli, efficienza energetica, ecc), strumento di gestione proattiva utile soprattutto in prospettiva di avvio del modello ROSS-integrale.

S.2. 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?

Come già evidenziato in premessa, A2A ritiene necessaria una attenta riflessione sullo stato e la prospettiva dei singoli servizi infrastrutturali energetici nel più ampio quadro dell'evoluzione del sistema energetico italiano e degli obiettivi che esso è chiamato a raggiungere nei prossimi anni. Solo in questo modo, si ritiene sia possibile mettere a punto un quadro regolatorio capace di supportare adeguatamente il singolo servizio nel ruolo che deve ricoprire nell'evoluzione del sistema energetico italiano. Si ritiene, quindi, che il metodo ROSS (nelle due versioni, base e integrale) debba essere applicato con modi e tempi differenti ai diversi settori (si veda anche quanto già indicato al punto S.1).

S.3. In relazione al successivo sviluppo dell'approccio ROSS-integrale, quali si ritiene siano le soglie dimensionali da considerare in relazione al servizio di distribuzione?

A2A, tenendo conto delle oggettive difficoltà insite nel modello tariffario in esame, ritiene ragionevole individuare una soglia dimensionale tale da minimizzare il numero degli operatori coinvolti e lo sforzo di analisi e gestione dati da parte degli Uffici dell'Autorità e contemporaneamente massimizzare la quota di settore coperta dal nuovo metodo. In una fase iniziale, si suggerisce una soglia di 1 milione pod/pdr.

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

A2A, in linea con quanto proposto dall'*European Gas Package 2021* che auspica una pianificazione integrata dei vettori energetici, ritiene opportuno **estendere l'applicazione del Ross-base** (se non anche il ROSS-integrale su base volontaria) **a tutti i servizi infrastrutturali regolati del gas e dell'energia elettrica**, pur con tutte le **cautele metodologiche** e i **necessari meccanismi di gradualità** già sopra ampiamente circostanziati. In particolare, si considera rilevante evidenziare la **peculiarità** propria del contesto italiano delle **gare d'ambito** nel settore della **distribuzione gas**: anche al fine di evitare una rilevante e difficilmente gestibile discontinuità, si potrebbe, a nostro avviso, valutare la possibilità di **non includere nel ROSS-base gli ATEM andati a gara o che auspicabilmente andranno a gara nel breve termine**. Il processo di gara, infatti, incorpora già diversi elementi propri del nuovo approccio regolatorio: in particolare, è prevista la **discussione con la Stazione Appaltante degli investimenti pianificati dal distributore** in fase di redazione del PEF, mentre lo **sharing delle efficienze** si esplica già concretamente attraverso **l'erogazione del canone di concessione** alla suddetta Stazione Appaltante.

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

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

In relazione alla modalità di determinazione della spesa di riferimento, preme sottolineare come l'**individuazione** di un **benchmark** cui confrontare la spesa **effettiva** annua, in particolare quella relativa agli investimenti, risulti ad avviso di A2A **prodromica all'avvio della nuova metodologia ROSS** che, come già evidenziato in precedenza, si ritiene **preferibile** sviluppare nella sua versione **"integrale"**. Tuttavia, non essendo resi noti nel Documento né le ipotesi di sviluppo né i dettagli applicativi di tale strumento, risulta difficile formulare un giudizio circostanziato a riguardo.

Cionondimeno, A2A ritiene opportuno:

- prevedere, al fine di determinare un **benchmark** di riferimento per le varie tipologie di cespiti (**ad esclusione** di quelle per cui nel contesto regolatorio attuale sia già in vigore un costo standard o un meccanismo di riconoscimento degli investimenti basato su previsioni di

spesa¹⁴), la **predisposizione di un periodo di test e monitoraggio di almeno due o tre anni** rispetto alla data di avvio, con la pubblicazione da parte dell'Autorità di un **dataset** che consenta agli operatori una valutazione puntuale e una successiva calibrazione della loro struttura di costo, tenendo conto anche della prospettata fissazione ex-ante del tasso di capitalizzazione ammesso;

- un **percorso di condivisione** tra **operatori** e **Autorità**, con l'apertura di specifici tavoli tecnici finalizzati alla determinazione della **metodologia di calcolo** e di **eventuali fattori correttivi** necessari per tener conto degli effetti delle specificità territoriali sullo scostamento dal benchmark regolatorio;
- definire il benchmark per **cluster di interventi/attività**, anche in funzione del monitoraggio ex-post delle performance da parte del Regolatore stesso,
- individuare i **casi** e le **modalità di giustificazione** degli **scostamenti** qualora determinati da fattori esogeni e non controllabili dall'operatore¹⁵, nonché **percorsi specifici** e **temporalmente definiti di "recupero"**, definendo **ex-ante** e in modo **trasparente** tanto (i) la **metodologia di sterilizzazione**¹⁶ che sarà utilizzata che (ii) il **livello massimo di copertura** che i suddetti **meccanismi per la gestione delle incertezze** potranno garantire rispetto alla spesa totale riconosciuta. In questo modo gli operatori potrebbero (i) stimare con un ragionevole grado di precisione il **"value-at-risk"** del proprio ricavo e (ii) definire con un **maggior grado di confidenza e di selettività i progetti di investimento**. Si sottolinea che in ottica di implementazione del ROSS-integrale l'assenza di un meccanismo di flessibilità come quello appena delineato potrebbe comportare penalizzazioni eccessive che comprometterebbero il raggiungimento degli obiettivi, anche di natura economico-finanziaria, fissati in fase di redazione del business plan.

Fermo restando quanto sopra e con riferimento limitatamente alla metodologia c.d. ROSS-base (di cui A2A **non condivide** lo sviluppo, ritenendo più efficiente concentrarsi sin da subito sulla versione integrale), si evidenzia **qualche perplessità** con riferimento all'applicazione, su base annuale, del **price-cap per la definizione dei costi operativi obiettivo**. Tale meccanismo, combinato con il coefficiente di sharing delle efficienze, anch'esso annuale da quel che emerge dal documento in esame, potrebbe infatti determinare una **uplicazione nello sforzo di efficientamento richiesto all'impresa**.

¹⁴ Ci si riferisce, in particolare, alla regolazione applicabile agli investimenti relativi ai sistemi di smart metering 2G

¹⁵ Ci si riferisce, ad esempio, a: processi autorizzativi particolarmente lunghi, dinamiche impreviste e imprevedibili dei costi di approvvigionamento del materiale e/o dell'energia o da "cause di forza maggiore" (da declinare con riferimento tanto alle attività operative che di investimento).

¹⁶ A titolo esemplificativo e non esaustivo, si citano i seguenti possibili approcci, ognuno dei quali potrebbe determinare un differente impatto economico: i) la normalizzazione dei dati storici, ii) l'inclusione di variabili esogene in un modello econometrico, iii) l'aggiustamento del livello dei costi efficienti attraverso "special cost factors", iv) voci di costo escluse da benchmarking e trattate a piè di lista.

Si deve inoltre tenere in considerazione che nel settore della distribuzione gas, la normativa primaria ha già definito un meccanismo di sharing delle efficienze attraverso la disciplina della gara per atem. La gara, infatti, con il **pagamento del canone** all'Ente Concedente, garantisce già una **ridistribuzione implicita delle efficienze agli utenti finali**.

In considerazione di quanto sopra dettagliato e in virtù del fatto che gli operatori della trasmissione e della distribuzione elettrica sono già soggetti obbligati alla pubblicazione annuale del proprio piano di sviluppo con l'indicazione di target di medio termine, si ritiene auspicabile che ARERA possa valutare l'ipotesi di **implementare, su base volontaria, direttamente il ROSS-integrale** per tali imprese, ottimizzando in tal modo le attività di pianificazione già messe in campo per adempiere a quanto previsto dalla vigente regolazione.

Vero è che estendere tale obbligo fino alla **predisposizione di un vero e proprio business plan** comporterebbe **un significativo sforzo aggiuntivo** non solo da parte delle **imprese** ma anche per il **Regolatore** che dovrebbe sia definire delle **chiare e puntuali investment rules**, con effetti necessariamente limitativi sui margini di discrezionalità e flessibilità nelle scelte di investimento degli operatori sia individuare **specifiche situazioni di criticità** in cui si renderebbe necessario attivare delle **cost-benefit analysis**, con connessi momenti di confronto tra l'Autorità e gli stessi distributori.

Nell'ambito del ROSS-integrale, un ulteriore elemento che dovrà essere valutato con grande attenzione è la **fase di cost assessment**, oltre alla significatività statistica della **funzione di costo** che andrà ad approssimare **la baseline di spesa** con cui sarà confrontato il Business Plan dell'operatore. Da un lato, infatti, l'esclusione o meno di certe componenti di costo dalla parametrizzazione al fine di non distorcere l'analisi su efficienza/inefficienza di un operatore implicherebbe un *trade-off* tra eccessiva omissione di specificità dell'impresa e scarsa comparabilità del campione. Dall'altro, l'introduzione di molti fattori correttivi potrebbe, invece, ridurre significativamente l'efficacia dell'analisi.

Considerando poi l'ambito della **reportistica** e del **controllo ex post dell'avanzamento** è auspicabile che ARERA stabilisca **template comuni** per il **processo di rendicontazione** e definisca i necessari indicatori di performance, con il conseguente onere in capo agli operatori di implementare un approccio sistematico alla raccolta dei dati tecnico-fisici ed economico-finanziari e alla loro formulazione in modo **standardizzato**. Tale attività è strumentale per il Regolatore sia allo sviluppo dell'analisi comparata dei costi sia allo **svolgimento delle verifiche ex post**, anche al fine di minimizzare il rischio di valutazioni distorsive.

Infine, sull'esempio del contesto inglese e dei piani di sostituzione dei nuovi smart meter 2G avviati in Italia, menzione merita poi lo **strumento dello stakeholder engagement**, qualora l'Autorità ritenga opportuno adottarlo nella regolazione ROSS. Pur tenendo conto che l'esistenza nel contesto italiano di una tariffa unica nazionale potrebbe ridurre fortemente l'efficacia di questo metodo di

consultazione, sarebbe comunque propedeutico **definire** con precisione la **platea degli stakeholder** e la **natura del coinvolgimento**.

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

Sebbene sia condivisibile lo spirito con cui l'Autorità ha previsto l'introduzione di tassi di capitalizzazione nozionali fissati *ex-ante*, si evidenziano **alcune significative criticità** nella metodologia di determinazione proposta.

In primo luogo, utilizzare **solo un'impostazione di tipo *backward-looking*** basata su dati storici pluriennali escludendo evidenze prospettiche (considerate, al contrario, in altre esperienze), potrebbe generare degli **effetti distorsivi e incoerenti** con le **necessità** dei singoli settori infrastrutturali dell'energia coinvolti in una prospettiva di transizione verso una maggiore elettrificazione dei consumi finali. A tal proposito, si evidenzia che approcci di tale genere in una fase di repentina evoluzione creano notevoli criticità a causa della loro inadeguatezza, in tali situazioni, a fornire stime capaci di approssimare ragionevolmente la realtà e indicazioni con essa coerenti¹⁷.

A ciò si aggiunge il fatto che quantificare un **tasso di capitalizzazione medio per singolo servizio infrastrutturale, indipendentemente dalle peculiarità economico-finanziarie e patrimoniali di ciascuna impresa**, potrebbe determinare **evidenti impatti negativi**, oltre a potenziali forti scostamenti tra la quota "*slow-money*" della spesa totale, da portare ad incremento della RAB, e quanto contabilizzato a Bilancio. In considerazione di ciò, **si ritiene preferibile**, come già evidenziato in più punti delle precedenti osservazioni al Documento, l'adozione di un **approccio ROSS-integrale**, che consentirebbe la definizione di un **tasso di capitalizzazione "*tailor-made*"** rispetto sia alle **caratteristiche dell'impresa** sia agli **obiettivi definiti e concordati** con il **Regolatore** stesso.

Inoltre, si considera **condivisibile**, oltre che necessario al fine di garantire l'equilibrio economico-finanziario degli operatori coinvolti, introdurre **specifici criteri di aggiustamento ex-post** nell'ambito di meccanismi **per la gestione delle incertezze**, in linea con quanto già previsto e consolidato in altre esperienze, come ad esempio quella inglese.

Infine, si ritiene opportuno che nel proseguo del procedimento sia adeguatamente **chiarita** la proposta in merito ai **termini temporali di aggiornamento** del tasso di capitalizzazione e, in particolare, se tale parametro rimarrà **fisso** per tutto il periodo regolatorio o se invece verranno previste delle **review infra-periodali** e, in tal caso, con quali **modalità**.

¹⁷ Un esempio recente di quanto appena detto è il meccanismo di settlement EE che, a seguito del forte incremento dei misuratori 2G trattati orari, non è stato più in grado di approssimare correttamente il PRA da attribuire ai singoli Utenti del Dispacciamento ed è stato necessario intervenire d'urgenza, non prima però di aver generato criticità per gli operatori.

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

A2A, nell'ottica di minimizzazione degli oneri amministrativi associati alla regolazione, ritiene possibile che, per **singolo anno** e a livello di **singolo operatore**, il calcolo della vita utile regolatoria da attribuire all'ammontare totale degli investimenti effettuati ai fini sia pari alla **media** delle vite regolatorie delle diverse categorie cespitali **ponderata** per i relativi incrementi patrimoniali annui.. Tale soluzione, oltre ad essere di facile implementazione e utile alla semplificazione delle elaborazioni tariffarie, è anche coerente con la preferenza, espressa da A2A anche nei precedenti paragrafi, per un approccio di tipo ROSS-integrale. Al contrario, si ritiene **del tutto impraticabile** un metodo simile applicato all'ammontare annuo **aggregato nazionale** degli investimenti, dato che ciò creerebbe delle profonde e ingiustificate distorsioni per i singoli operatori¹⁸.

La soluzione in analisi, tuttavia, per poter essere correttamente implementata dovrà essere **adeguatamente raccordata** con il metodo della spesa totale che, per la sua ripartizione in *fast* e *slow money*, con quest'ultima quota assimilabile agli **investimenti**, utilizza un *driver*, (i.e. il tasso di capitalizzazione) unico per ciascun settore e indistinto per cespiti. Di conseguenza, l'applicazione alla quota *slow money* di una vita utile regolatoria media ponderata calcolata sugli **investimenti effettivi**, il cui valore non necessariamente deve essere esattamente pari a tale quota, se non ben strutturata potrebbe generare **distorsioni** e presentare **significative criticità** applicative.

Infine, si precisa che in ogni caso sarà necessario che la regolazione continui a indicare le vite utili regolatorie distinte per singolo cespite dato che tale informazione ha notevoli implicazioni non solo a livello regolatorio, ma anche civilistico e fiscale¹⁹.

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

Con riferimento al **trattamento dei lavori in corso** (LIC), sebbene manchino diversi elementi ancora da definire compiutamente, si ritiene preferibile **la prima soluzione** indicata nel Documento, la quale, a nostro avviso e rispetto a soluzioni alternative, avrebbe il vantaggio di una **maggiore semplicità** nella sua articolazione rispetto alla seconda, oltre a risultare **più coerente** con le logiche di capitalizzazione della spesa totale alla base della **metodologia ROSS**. Si ritiene, tuttavia, **fondamentale**, per poter esprimere un giudizio più articolato, avere a disposizione **più dettagli** soprattutto in relazione all'introduzione di **meccanismi di monitoraggio** delle dinamiche dei LIC, oltre alle tempistiche adottate nell'applicazione degli stessi da parte dell'Autorità.

Con riferimento alle **dismissioni e alienazioni** e in considerazione del fatto che con l'entrata in vigore

¹⁸ Si fa riferimento, ad esempio, all'annullamento delle priorità di investimento definite nei Piani di Sviluppo da ogni impresa e al significativo livello di pivotalità che avrebbero gli operatori di maggiori dimensioni.

¹⁹ Cfr. Art 102-bis TUIR

del nuovo approccio regolatorio l'incremento annuale della RAB non sarà più determinato in misura puntuale e proporzionale in base agli incrementi patrimoniali di ciascun cespite, si ritiene **necessario** un passaggio ad un **metodo parametrico e centralizzato** per il calcolo delle dismissioni regolatorie. Tale soluzione permetterebbe di semplificare **notevolmente** lo sforzo necessario per l'elaborazione dei dati tariffari e garantirebbe l'omogeneità di applicazione tra gli operatori a fronte di impatti minimi sulle tariffe.

In relazione al **trattamento dei contributi pubblici e privati**, A2A condivide la modalità di valorizzazione proposta dall'Autorità, che si pone in un **quadro di continuità** rispetto all'attuale impostazione regolatoria. Tuttavia, si tratta di un'**impostazione di massima** ancora **mancante di numerosi elementi di dettaglio**, che dovranno essere chiariti puntualmente nelle successive fasi del procedimento. Inoltre, si ritiene opportuno potenziare i meccanismi di incentivo all'ottenimento di eventuali contributi pubblici *pro tempore* disponibili.

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

Si **condivide appieno** la proposta di ARERA di **trattare lo stock di capitale esistente in continuità** con la metodologia regolatoria attuale.

Con riferimento alla sola distribuzione del gas naturale, si evidenzia sin da ora la necessità di individuare le **modalità di raccordo** tra il **nuovo metodo tariffario** e le **specificità**, regolatorie e normative, legate alle **gestioni su base d'ambito**, che già oggi evidenziano un elevato livello di complessità strutturale. In particolare, l'introduzione di una RAB progressivamente sempre più svincolata dagli investimenti effettivamente realizzati (e contabilizzati) renderebbe ancora più complicata e articolata la **valutazione dello scostamento** tra il **valore tariffario degli asset** e il **loro valore di ricostruzione** (il c.d. Delta VIR-RAB).

S11. Osservazioni rispetto alle ipotesi di riallineamento delle regolazioni dei servizi infrastrutturali.

Si **valuta molto positivamente** l'ipotesi di **riallineamento delle regolazioni dei servizi infrastrutturali** in prospettiva di una **semplificazione** e di una **standardizzazione dei criteri regolatori** volti alla determinazione dei parametri economici e patrimoniali rilevanti ai fini della quantificazione dei ricavi ammessi. In questo senso si ritiene opportuno, oltre ad individuare la metodologia di trattamento ai fini regolatori dei costi di capitale (CAPEX), anche **rendere note, in modo univoco, le singole voci** (e quindi non solo i comparti delle attività interessate) dei **Conti Economici Separati** considerati al fine di individuare i costi operativi rilevanti ai fini tariffari (OPEX) e che, insieme ai costi di capitale, andranno a **definire la spesa totale** rilevante ai fini del metodo

tariffario che si intende introdurre. Inoltre, la pubblicazione di un documento ricognitivo contenete una mappatura analitica dei diversi metodi regolatori attualmente in vigore, prodromico alla stesura di un cosiddetto “Testo Integrato Unico di Regolazione Tariffaria”, potrà certamente garantire una **maggiore disclosure** da parte dell’Autorità dei **criteri di dettaglio** da essa adottati, a tutto **vantaggio delle trasparenza**, anche in un’ottica di **affinamento quantitativo dei propri target** previsionali economico-finanziari da parte degli operatori.

S12. Come si valuta l’ipotesi di escludere dal riallineamento le regolazioni relative ai servizi infrastrutturali non a rete.

Non si hanno osservazioni a riguardo.

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

Nonostante si condivida l’impiego del parametro RoRE in qualità di metrica per il monitoraggio delle performance finanziarie a regime, si esprimono perplessità circa la **complessità nella definizione del meccanismo** e in relazione all’**obiettivo di monitoraggio** che questo dovrebbe sottintendere, specie se comparato con il riferimento britannico del RIIO-2 (OFGEM). Con riferimento a quest’ultimo punto, A2A ritiene necessario che l’Autorità chiarisca sin da ora se intende utilizzare il RoRE come indicatore per la **ristrutturazione dei parametri fondamentali** (ad esempio il tasso di capitalizzazione e/o lo sharing delle efficienze) o come **mero parametro di monitoraggio delle marginalità**. In tal senso, si ritiene utile citare nuovamente l’esempio del regolatore britannico OFGEM: al termine del primo periodo regolatorio dell’approccio tariffario TOTEX (RIIO-2), OFGEM ha considerato le indicazioni fornite dal RoRE per riformulare i parametri finanziari principali (*Total Market Return, notional gearing, etc.*), nonché le metriche legate alla *cost-efficiency* (ad esempio, l’*Effective Incentive Rate* previsto nel sistema TIM).

Ai fini della declinazione operativa di tale meccanismo di monitoraggio si dovranno considerare i costi **non riconosciuti** dal sistema **tariffario** e che, quindi, devono essere coperti con gli eventuali margini delle attività coperte da tariffa, erodendoli anche sensibilmente, nonché gli effetti dovuti alle **diverse prassi contabili** adottate dai vari operatori. Inoltre, bisognerà prevedere modalità di *disclosure* dei dati e sessioni formative dedicate agli *stakeholder* per una corretta comprensione del significato di tali analisi ed impedirne l’eventuale **strumentalizzazione**. A titolo di confronto e in un’ottica assolutamente propositiva, si cita la formulazione del RoRE adottata dal Regolatore britannico in base alla quale tale indicatore è composto da due addendi: il tasso di remunerazione del capitale proprio (pre-incentivi) e la marginalità legate all’operatività (rappresentata sia dai *savings* conseguiti che dagli

incentivi ricevuti in base alle performance realizzate). Tale impostazione si presenta di più facile redazione, pur permettendo di fornire un quadro chiaro sulle marginalità conseguite dagli operatori. Si evidenzia pertanto l'opportunità che la **formulazione del RoRE** proposta dall'Autorità rifletta lo **stesso principio di semplicità**.

Infine, si pone all'attenzione del Regolatore l'opportunità di **introdurre delle finestre temporali di review** finalizzate alla riformulazione dei parametri a favore delle imprese qualora i livelli di marginalità individuati dal RoRE comportino la necessità di **misure compensative** al fine di garantire la **sostenibilità economico-finanziaria** delle stesse.

S14. Osservazioni relative alle opzioni di regolazione individuate.

S15. Osservazioni rispetto ai criteri di valutazione delle opzioni.

A2A ritiene condivisibili le opzioni regolatorie, così come i relativi criteri di valutazione, indicate dall'Autorità in relazione agli obiettivi specifici del metodo ROSS-base, rispetto ai quali prevedere un approccio A.I.R. semplificato. Ciò potrà certamente rappresentare un **ulteriore momento costruttivo di confronto** tra Regolatore e stakeholder di riferimento, oltre che un'occasione per elaborare un'**istruttoria normativa** volta anche ad individuare **riformulazioni migliorative** dei meccanismi regolatori delineati nel Documento in analisi.

Conclusioni

A2A ritiene che il **profondo cambiamento** che verrebbe generato dalla modifica del metodo tariffario applicato ai servizi infrastrutturali regolati del settore elettrico e gas deve essere **attentamente e preventivamente** ponderato tenendo conto delle **specificità** dei singoli **settori coinvolti** e il loro **ruolo** nel sistema energetico italiano **attuale e futuro**. Alla luce di una siffatta analisi sarà possibile disegnare un sistema tariffario capace di fornire ai **singoli settori** gli **stimoli** e i supporti di cui hanno maggiormente bisogno per permettergli di **contribuire fattivamente** al raggiungimento degli **obiettivi economici e ambientali** cui il Paese si è impegnato. Si ribadisce, infatti, che i meccanismi tariffari (e regolatori in generale) non sono neutri; al contrario, devono essere disegnati tendo accuratamente conto delle specifiche circostanze in cui si inseriscono, delle esigenze a cui bisogna rispondere e degli obiettivi che ci si prefigge, così da fornire incentivi con ciò coerenti.

Si ritiene opportuna un'**applicazione graduale e "tailor-made"** del nuovo metodo sulla base delle **caratteristiche specifiche** e delle **esigenze di investimento e sviluppo di ciascun settore**, anche alla luce della transizione energetica in atto. Inoltre, ad opinione della Scrivente, l'avvio del **ROSS-integrale**, senza implementare uno *step* intermedio identificabile con il ROSS-base, potrebbe **offrire agli operatori una maggiore opportunità di confronto con l'Autorità** grazie alla presentazione di un **business plan** da predisporre sulla base di specifiche linee guida e di un dettagliato data set, oltre

che in considerazione di criteri di monitoraggio e valutazione delle efficienze e delle performance economiche e di qualità del servizio, **definiti ex-ante dal Regolatore**, previa una fase di confronto e condivisione con gli stakeholder di riferimento. Allo stesso tempo, il nuovo metodo dovrà **evitare** per quanto possibile **inutili appesantimenti gestionali e amministrativi**, evitando in questo senso sovrapposizioni con le necessità informative dell'attuale metodo tariffario e ricorrendo quanto più possibile a meccanismi di gestione semplificati/parametrici per elementi di scarsa rilevanza in termini di impatti tariffari.

Infine, si dovrà tener conto di alcune particolari specificità dei settori coinvolti, nonché di meccanismi tariffari pluriennali già in essere. Ci si riferisce, in particolare, alla regolazione applicabile ai sistemi di smart metering 2G e alle gestioni della distribuzione del gas naturale su base d'ambito. Nel **primo caso**, si ritiene opportuno **mantenere la regolazione vigente** almeno per tutta la durata della c.d. **fase massiva** e, eventualmente, prevedere un **adeguato meccanismo di raccordo** con la nuova regolazione ROSS al momento dell'avvio della c.d. fase di **gestione utenza**; nel **secondo caso** si ritiene necessario individuare tempestivamente opportuni meccanismi per la gestione tanto della fase pre-gara (e.g. valutazione delta VIR-RAB) che post-gara (trasposizione nel piano investimenti ROSS del piano investimenti offerto in gara, gestione della fase successiva alla prima gestione d'ambito).