

COMMENTI E OSSERVAZIONI AL DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE 517/2022/R/GAS – CRITERI PER L'AGGIORNAMENTO INFRA-PERODO PER GLI ANNI 2023-2025 DELLA REGOLAZIONE TARIFFARIA DEI SERVIZI DI DISTRIBUZIONE E MISURA DEL GAS (RTDG)

Con il presente Documento il Gruppo A2A formula le proprie considerazioni in relazione agli orientamenti Illustrati dall'Autorità nel **Documento per la Consultazione 517/2022/R/Gas** (di seguito: il Documento) inerenti i **criteri per l'aggiornamento infra-periodo** della **regolazione tariffaria** dei servizi di **distribuzione e misura del gas (RTDG)** per il triennio **2023-2025**.

Tale Documento, che si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con la Delibera 406/2022/R/GAS, illustra gli orientamenti dell'Autorità relativamente alle modalità di **trattamento e aggiornamento dei costi operativi riconosciuti** nel **secondo semiperiodo** per l'attività di **distribuzione e misura gas**, con particolare riferimento alla fissazione dei tassi di recupero di produttività (**X-factor**), all'adeguatezza del **valore** dei **costi standard unitari** per gli **smart meter gas**, alle modalità di riconoscimento del **valore residuo per gli smart meter** installati nella **prima fase del roll out**, il cui perimetro di applicazione è stato previsto per i soli misuratori messi in servizio negli anni dal 2012 al 2016 in considerazione dell'elevato tasso di guastosità rilevato, nonché all'applicazione di una **nuova componente parametrica** finalizzata alla **copertura dei costi operativi e di capitale** per i **sistemi di telelettura/telegestione e concentratori**.

Il Documento espone inoltre proposte di revisione nelle tempistiche sia **di versamento**, da applicare a decorrere **dal 1° gennaio 2023**, delle componenti tariffarie relative agli **oneri generali del settore** gas sia di **pagamento delle fatture** da parte delle **imprese di distribuzione**.

Premessa

A2A ritiene i contenuti della presente consultazione di particolare rilievo, soprattutto in considerazione dei **potenziali impatti che gli esiti regolatori e tariffari potranno determinare sulla marginalità** delle imprese di distribuzione del gas naturale e, di conseguenza, sulla capacità di finanziare a costi contenuti gli investimenti necessari per assicurare un alto livello di servizio, sia a livello di sicurezza che commerciale. Proprio per tale ragione, si reputa importante porre all'attenzione dell'Autorità direttamente in premessa una **breve analisi di contesto** per circostanziare le motivazioni alla base delle successive osservazioni di dettaglio agli specifici quesiti.

Il **processo di transizione energetica** in atto già oggi, come anche evidenziato dalla stessa Autorità nel recente DCO 449/2022/R/eel, sta comportando significativi cambiamenti per il distributore di gas naturale che sempre di più si troverà sia a svolgere un **ruolo di "agente della decarbonizzazione"** sia a **governare nuove dinamiche** che avranno necessariamente un impatto diretto sulla remunerazione del servizio di gestione delle infrastrutture. Il settore sarà infatti chiamato a gestire

opportunamente, da una parte, una **domanda in graduale ma costante diminuzione**, dall'altra, una **crescente domanda di flessibilità** causata sia dalla costante crescita della generazione elettrica distribuita sia dall'**aumento delle richieste di allacciamento** da parte di **produttori locali di gas rinnovabili** come il biometano, così come da un mercato interno del gas sempre più integrato e caratterizzato da flussi bidirezionali.

In considerazione di questo contesto operativo sfidante ed articolato nella sua evoluzione futura, al fine di garantire **un'opportuna adeguatezza della copertura tariffaria**, si ritiene auspicabile che la regolazione vigente, ad oggi fortemente penalizzante per il distributore in caso di riduzione del numero di Punti di Riconsegna (PdR) gas attivi serviti, ponga in essere modifiche atte a **rimuovere le barriere economico-finanziarie all'elettrificazione dei consumi**. Tale "aggiornamento metodologico" consentirebbe infatti sia di incorporare le esigenze poc'anzi elencate sia di rendere i criteri di remunerazione tariffaria funzionali a stimolare iniziative di investimento caratterizzate da innovazione tecnologica, oltre ad incentivare le imprese distributrici ad adottare **un forte commitment** nell'**ottimizzazione** della gestione e utilizzo delle **infrastrutture del settore del gas**.

Proprio in relazione alla tematica dei criteri di aggiornamento infra-periodo dei costi operativi riconosciuti per il servizio di distribuzione gas, pur constatando l'apertura ad un monitoraggio nel tempo del **fenomeno di riduzione dei PdR** per specifiche e circoscritte località, **A2A auspicava una maggiore tempestività e incisività di intervento da parte di ARERA**, anche in considerazione delle numerose segnalazioni, sempre supportate da puntuali analisi quantitative, portate all'attenzione della stessa Direzione Infrastrutture in occasione di diversi momenti di confronto, proponendo contestualmente anche soluzioni di mitigazione.

Come noto, infatti, i ricavi ammessi a copertura dei costi operativi riconosciuti sono definiti da una componente tariffaria calcolata a inizio periodo regolatorio considerando i costi totali riconoscibili (relativi sia ai PdR attivi che non attivi) e il numero dei PdR attivi nell'anno di riferimento (di solito, l'anno t-2). Di conseguenza, qualora negli anni successivi si dovesse manifestare a livello nazionale o intensificare in determinati ambiti locali – come del resto si sta effettivamente concretizzando nella città di Milano – uno scenario di significativa diminuzione dei PdR attivi e aumento di quelli chiusi, il sistema appena descritto comporterebbe una riduzione dell'ammontare di ricavi ammessi non rispondente all'effettivo andamento dei costi operativi sottostanti.

Si segnala, infatti che i PdR, anche se chiusi, determinano – come noto - comunque l'insorgenza di costi operativi tra cui, in particolare, quelli legati all'attività di misura. In aggiunta a ciò, si sottolinea come una **chiusura disordinata dei PdR**, non pianificata ex-ante dal DSO e conseguentemente non guidata con gli opportuni strumenti gestionali, comporti **l'impossibilità di contrarre i costi effettivi** legati alle attività operative della distribuzione del gas (ricerca fughe, manutenzione ordinaria ecc.).

Alla luce di ciò è quindi evidente che l'**invarianza di metodologia tariffaria** prospettata nel presente Documento, genererebbe un **impatto economico negativo sui DSO** che, come Unareti, servono **aree molto urbanizzate** e notevolmente interessate dal **fenomeno di switch tra il vettore gas con quello**

elettrico.

Si auspica, inoltre, che l'aggiornamento del 2023 diventi l'occasione per correggere anche alcune **criticità metodologiche** nella **definizione dell'X-Factor** più volte sottolineate da A2A e recentemente confermate anche dalle recenti conclusioni dei verificatori nominati dal TAR nell'ambito del contenzioso sulla Delibera 570/2019/R/Gas. Difatti, proprio la **mancata revisione periodica dei driver** utilizzati nelle analisi statistiche e di benchmarking svolte dall'Autorità con il supporto del Politecnico di Torino e Milano¹ per valutare il **livello di produttività dell'attività di distribuzione gas**, ma soprattutto la **non clusterizzazione per densità** di tale parametro, che ad oggi prevede solo una differenziazione per dimensione del distributore, rappresentano i principali limiti di questo metodo valutativo. Questa impostazione ha, pertanto, progressivamente determinato un'**incapacità** delle **componenti del vincolo** ad **approssimare correttamente i costi effettivi** sottostanti **dei distributori**, così come il relativo **marginale di efficientamento**, e quindi **l'impossibilità di garantire** agli operatori, in particolare quelli caratterizzati dalle specificità territoriali sopra descritte, un **equo trattamento**. Ciò risulta ulteriormente intensificato dall'attuale contesto caratterizzato da un'anomala e rapida crescita dei prezzi delle materie prime, fenomeno esogeno peraltro completamente al di fuori del controllo del distributore.

Come ultima annotazione di tipo metodologico, in linea con l'analisi statistica effettuata da ARERA in relazione al fenomeno dello spegnimento dei PdR nelle località con oltre 50.000 PdR (cfr. Figura 3), si evidenzia l'opportunità di estendere la medesima impostazione anche agli altri approfondimenti riportati nel Documento. In particolare, si fa riferimento ai costi operativi effettivi (COE) dell'attività di misura (cfr. tabelle 2 e 3), ai valori unitari degli incrementi patrimoniali effettivi in misuratori di classe G4-G6 (cfr. tabelle 7 e 8) e da G10 a G25 (cfr. tabella 9).

A nostro giudizio, infatti le proposte del Regolatore sembrano basate sull'applicazione di un approccio inferenziale a trend desunti esclusivamente dall'andamento in un determinato periodo di tempo del **valore medio ponderato** di una specifica variabile, che, come noto, di per sé rappresenta **solo un indice di posizione** ma che **nulla dice** sull'andamento, o meglio, **sulla variabilità del fenomeno** in analisi intorno alla tendenza centrale identificabile con la sua media aritmetica. Inoltre, al fine di caratterizzare meglio la distribuzione di frequenza, oltre alla percentuale di osservazioni ricadente in intervalli definiti in $\mu \pm \sigma$ (con μ pari alla media aritmetica e σ alla relativa deviazione standard), sarebbe auspicabile avere contezza anche della **classe modale** così da disporre del cluster in cui si evidenzia la **maggior frequenza di accadimento**.

Infine, alla luce del fatto che la fissazione del costo riconosciuto unitario iniziale (COR) parte da una

¹ Cfr. Relazione A.I.R. Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019 (deliberazione 12 dicembre 2013, 573/2013/R/GAS). <https://www.arera.it/allegati/docs/13/573-13air.pdf> (Appendice 2). L'analisi di benchmarking e di produttività sull'attività di distribuzione del gas si è basata sui dati di unbundling contabile forniti da ARERA relativi agli anni 2008-2011.

ponderazione 50÷50 tra il COE e il COR relativi ad un anno cosiddetto test solitamente identificato nell'anno t-2 rispetto all'anno t di inizio periodo regolatorio, si ritiene utile che l'Autorità fornisca il dettaglio sia dei **valori COE 2021** relativi all'attività di distribuzione "**Gestione delle infrastrutture di rete**" sia dei **relativi indici di dispersione** in coerenza con quanto pubblicato ai paragrafi 7.10 e 7.12 della Relazione Tecnica A.I.R. alla Delibera 570/2019/R/Gas. Tali informazioni permetterebbero di avere evidenza non solo di **eventuali ulteriori livelli di efficientamento** che le imprese sono state mediamente in grado di realizzare ma anche, implicitamente, dell'**effetto inflattivo** il cui impatto potrebbe risultare molto significativo a causa del trend crescente iniziato a metà 2021 e ad oggi ancora in corso.

Sintesi delle valutazioni del Gruppo A2A

Alla luce delle considerazioni dettagliate nel seguito, si ritiene necessaria una revisione delle proposte contenute nel Documento in merito a:

- la determinazione del livello di **X-Factor**, prevedendone una **differenziazione per densità** all'interno di ciascun cluster dimensionale dei distributori, alla luce della **staticità metodologica** che caratterizza l'impostazione valutativa, adottata con la RTDG 2009-2012;
- l'approccio di analisi illustrato dall'Autorità in relazione al **fenomeno della riduzione dei PdR attivi** nel settore della distribuzione gas, le cui **conclusioni** sono a nostro avviso "**viziate**" da un **mancato approfondimento**, anche con le opportune metriche statistiche, su **specifici contesti fortemente urbanizzati**;
- l'introduzione di **meccanismi compensativi** finalizzati a "sanare" un **quadro regolatorio** che, per come si presenta attualmente, comporta l'**impossibilità** di **garantire un'adeguata cost reflectivity** nel vincolo ai ricavi del distributore gas, a causa sia di alcuni costi operativi effettivi che, per loro natura, non sono eliminabili con il venir meno del PdR sia di un trend inflattivo che si è fortemente esacerbato per effetto del contesto macroeconomico e delle dinamiche di prezzo sul mercato delle commodity;
- l'**ulteriore sforzo di efficientamento** richiesto alle imprese in alcuni **specifici costi riconosciuti** (ad esempio, i costi di installazione di *smart meter* gas o quelli di telegestione e concentratori), per il quale si reputa opportuna una **valutazione maggiormente approfondita** e circostanzata da parte dell'Autorità e un **eventuale rinvio** delle modifiche prospettate al **prossimo periodo regolatorio**.

Spunti di consultazione

S1. Osservazioni in merito alla conferma delle modalità di trattamento e aggiornamento delle componenti relative ai costi operativi nel secondo semiperiodo.

Con la Delibera 570/2019/R/gas di approvazione della regolazione tariffaria della distribuzione e misura gas per il periodo 2020-2025 ARERA ha previsto una riduzione consistente dei costi operativi riconosciuti per il servizio di distribuzione del gas naturale e l'applicazione, nel caso di operatori con oltre 300.000 PdR serviti, di un tasso di recupero di produttività degli stessi (X-Factor) pari al **3,53% annuo**, più del doppio rispetto al periodo precedente. Come noto, tale quadro regolatorio ha indotto la quasi totalità delle imprese operanti nel settore della distribuzione gas ad impugnare suddetta delibera dinnanzi al TAR, facendo anche istanza di verifica da parte di consulenti tecnici indipendenti.

In particolare, Unareti nel Documento con cui ha inviato le proprie osservazioni alla *Memoria dei verificatori* ha evidenziato, con riferimento al cluster delle imprese di grande dimensione, la **distorsione generata dal metodo** adottato da **ARERA** per la **determinazione del costo operativo medio unitario riconosciuto** per l'attività di distribuzione gas e del **meccanismo di differenziazione dello stesso per livello di densità dell'utenza servita** sottolineando come questa sia causata dalla **mancata rivalutazione periodica** delle sottese **basi quantitative e logiche**, oggetto di rilevanti modifiche nel corso degli anni trascorsi dal momento dell'analisi originale. Infatti, l'Autorità ha inizialmente introdotto questo meccanismo con la RTDG 2009-2012 (Allegato A alla deliberazione ARG/gas 159/08 del novembre 2008 e s.m.i.), per poi confermarlo nei periodi regolatori successivi. Tale approccio ha di fatto portato ad una **costante invarianza nel tempo** delle **distanze relative tra la componente tariffaria unitaria a copertura dei costi operativi** definita per gli **operatori di grande dimensione/ alta densità** e quella riconosciuta, rispettivamente, agli **operatori di grande dimensione/media e bassa densità**, senza tener conto, come detto, delle rilevanti e sostanziali modifiche che hanno progressivamente interessato le caratteristiche strutturali del settore e le mutate condizioni operative delle imprese in esso attive. In sintesi, la **staticità metodologica** sopra descritta ha reso **l'approccio del Regolatore non più adeguato** a cogliere e valorizzare correttamente le attuali specificità settoriali.

Ad ulteriore supporto di quanto sopra, si richiamano brevemente le analisi svolte dai verificatori. Quest'ultimi hanno infatti dimostrato che l'attuale determinazione dell'X-Factor con impatto identico sulle diverse classi di densità (alta, media, bassa) appartenente a ciascun cluster dimensionale (grandi, medi, piccoli) non è coerente con gli obiettivi di equità affermati dalla stessa Autorità. Suddetta **criticità** è ancora **più marcata** nel cluster **"imprese di grandi dimensioni"** per la **limitatezza del campione (solo 10 imprese)**, all'interno del quale **Unareti** risulta essere il **solo distributore ad alta densità in termini di territorio servito**. Ciò costituisce inevitabilmente un ulteriore elemento di debolezza della metodologia regolatoria di ARERA, tanto più che "l'unicità" di Unareti, in relazione ai parametri considerati per la fissazione del costo operativo riconosciuto, renderebbe **difficile la costruzione di un benchmark di riferimento** tale da **valutare in modo statisticamente robusto** il

fatto che i **recuperi di produttività** richiesti siano **concretamente raggiungibili**. Inoltre, il mantenimento pressoché costante negli ultimi 14 anni delle differenze percentuali tra i costi operativi riconosciuti relativi alle diverse classi di densità all'interno di ogni fascia dimensionale **non consente di internalizzare** opportunamente le **attuali condizioni economiche** e i **vincoli gestionali** del settore della distribuzione gas, mutate nel tempo sia per ragioni tecniche che per l'approssimarsi da parte delle imprese alla frontiera efficiente. Unareti si è vista conseguentemente riconoscere un costo operativo sempre più basso nel tempo per effetto del combinato-disposto tra la sua "posizione" nella matrice della componente tariffaria in analisi e il relativo X-Factor (non differenziato per densità), nonostante la propria **struttura di costo effettivo** si sia via via **allineata** con quella di **altri operatori di grandi dimensioni**, ma caratterizzati da **minore densità** dell'utenza servita e quindi da una maggiore copertura nel vincolo ai ricavi in termini di costi. Tale condizione tende di fatto ad **azzerare qualsiasi spazio per realizzare ulteriori recuperi di produttività**, soprattutto in uno scenario macroeconomico come quello attuale. Giova infine menzionare le risultanze ai cui sono giunti i verificatori simulando l'approccio metodologico di ARERA al fine di quantificare l'X-Factor che avrebbe consentito di completare il trasferimento alla clientela dei maggiori efficientamenti pregressi. Dalle analisi effettuate emergerebbe che il livello di **recupero di produttività** applicabile ai **DSO di grandi dimensioni/alta densità** dovrebbe essere pari all'**1,87%**, ossia **quasi la metà di quello oggi applicato**.

Indipendentemente dall'esito del contenzioso sulla Delibera 570/2019/R/gas, si ritiene quindi che tale criticità debba essere **affrontata e sanata nell'aggiornamento del 2023, riducendo notevolmente l'X-Factor** applicato per questo cluster in cui si trova solo Unareti in modo da renderlo **coerente con i target di efficientamento, differenziati per densità, stimati dagli stessi verificatori**.

In aggiunta a quanto sopra esposto e come ampiamente circostanziato in premessa e frequentemente documentato alla stessa Autorità nell'ambito di interlocuzioni anche antecedenti alla presente consultazione², nel Comune di Milano, che rappresenta circa l'80% dei PdR totali di Unareti, e, più in generale, nelle località dell'area Milanese, si assiste ad una **rapida diminuzione dei PdR** per il passaggio al *full electric* o ad altri vettori energetici: a tal proposito, si segnala che Unareti ha fatto registrare nel solo 2021 una diminuzione complessiva di 9.174 ³ (-0,9%) rispetto al 2020, per la maggior parte attribuibile alle aree territoriali sopra citate. Per il 2022 la riduzione è stimata in ulteriore aumento e pari a oltre -10.300 PDR (-1%). Se si confrontano tali dati con quelli esposti da ARERA per i quali emerge una variazione di -0,09% nel periodo 2020/2021 per i grandi distributori senza considerare alcuna clusterizzazione dimensionale per località (cfr. Tabella 1 del DCO), **Unareti**

² Si rimanda all'analisi svolta da Unareti e illustrata ad ARERA a metà febbraio 2021.

³ Fonte: Elaborazioni da dati fisici comunicati nell'ambito delle raccolte dati RAB Gas e considerati a parità di perimetro, ossia escludendo le località cedute a seguito di operazioni straordinarie (ad esempio, quella avvenuta nel primo trimestre 2022 con la società Romeo Gas SpA) e quelle acquisite a seguito della gara d'ambito per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale dell'Atem "Milano 1 - Città e Impianto di Milano".

dovrebbe essere ritenuta un outlier rispetto alle tendenze nazionali.

Tale distanza diventa ancora più significativa se si considera poi il **periodo 2018-2021** in cui **Unareti** presenta un **saldo negativo complessivo di PdR attivi pari a -2,24%** rispetto a una crescita di 0,45% indicata nelle valutazioni dell'Autorità e ascrivibile su base nazionale ai grandi distributori, percentuale quest'ultima probabilmente influenzata anche dall'aumento indotto dalla prima metanizzazione della regione Sardegna.

La **contrazione a cui è soggetta Unareti** risulta ancor più importante se si considerano i grandi centri urbani e, in particolare, **Milano** che ha subito una **riduzione di PdR serviti pari a 2,8% nel periodo 2018-2021, valore stimato in ulteriore aumento a circa -3,8% se si estende l'arco temporale analizzato al 2022.**

PDR da Dati Fisici RAB GAS	2018	2019	2020	2021	2022E
PdR ISOPERIMETRO (post operazioni straordinarie)	1.054.491	1.049.822	1.040.071	1.030.897	1.020.591
di cui, Milano	711.668	707.627	699.430	691.918	684.999
Nuove Località Atem Milano1				33.056	32.725
Totale PdR	1.054.491	1.049.822	1.040.071	1.063.953	1.053.316
Delta Y/Y Isoperimetro		-4.669	-9.751	-9.174	-10.306
Delta Y/Y Milano		-4.041	-8.197	-7.512	-6.919
		Var. % yoy	Var. % yoy	Var. % yoy	Var. % yoy
Totale PdR Isoperimetro		-0,44%	-0,93%	-0,88%	-1,00%
Milano PdR		-0,57%	-1,16%	-1,07%	-1,00%
Totale PdR - Var % 2018/2021				-2,24%	
Totale PdR - Var % 2018/2022					-3,21%
Milano PdR - Var % 2018/2021				-2,78%	
Milano PdR - Var % 2018/2022					-3,75%

Le risultanze derivanti dall'approfondimento statistico svolto dal Regolatore per le località con oltre 50.000 PDR dimostrerebbero invece un trend in riduzione, condizione che si riflette anche nella stessa media aritmetica pari a -0,84%. Ferme restando le particolari caratteristiche socio-economiche che connotano la città di Milano già evidenziate in più occasioni, **si suggerisce pertanto una valutazione ulteriore e focalizzata sulle località con oltre 300.000 PdR serviti**, scaglione che peraltro è utilizzato dalla stessa Autorità per definire i costi operativi parametrici della distribuzione gas riconosciuti ai DSO di grandi dimensioni.

A2A, pertanto, proprio in occasione dell'aggiornamento per gli anni 2023-2025 della RTDG, ritiene non solo auspicabile ma necessaria alla sostenibilità economica del business, **l'attivazione già dal 1° gennaio 2023 di un meccanismo compensativo** focalizzato a gestire casi caratterizzati da specificità non riscontrabili altrove e quindi non sistematizzabili in un meccanismo regolatorio di portata più generale, le cui possibili modalità applicative, da valutare anche per scaglioni progressivi di riduzione dei PdR, sono state peraltro suggerite da Unareti⁴ al Regolatore, così da ripristinare, seppure ex post,

⁴ L'analisi svolta da Unareti sul territorio servito ha considerato 4 scenari che definiscono le fasi determinanti il *phase-out* delle forniture gas

un'equa copertura dei costi.

Considerando, infatti, che parte dei ricavi ammessi sono definiti parametricamente a partire da valori unitari applicati al numero di PdR attivi e che le componenti parametriche unitarie complessive per il 2023 possono essere stimate pari a circa 43 €/PdR, la diminuzione del numero dei PdR attivi registrati complessivamente da Unareti porterebbe a **minori ricavi ammessi per il 2023 pari a circa 0,4 € MIO**, valore pressoché in linea con quello **già scontato sul vincolo tariffario 2022**, trend che in **termini cumulati** determinerebbe un **impatto negativo di poco inferiore a 1€ MIO**.

Un elemento aggiuntivo che già oggi sta determinando per Unareti un'ulteriore erosione di marginalità è rappresentato dall'incremento dei costi fissi per l'acquisto di materie prime sia gas che energia elettrica: analizzando i valori rilevati al primo semestre 2022 rispetto a quelli dello stesso periodo del 2021 emerge **un aumento** pari a circa il **329%** e il **166%** rispettivamente **per il gas** e l'energia elettrica. Inoltre, relativamente all'acquisto della componente gas i **costi preponderanti** sono quelli necessari per le **fasi di pre-riscaldamento in cabina**, costi di produzione imprescindibili per il processo di distribuzione del gas. A supporto di ciò, si riporta di seguito un focus per tale voce riferito ai dati raccolti a consuntivo fino al 30/09/2022 e il confronto tra le attese per l'anno 2022 rispetto ai costi sostenuti nel 2021:

	primi 9 mesi 2022	primi 9 mesi 2021	Δ (€)	Δ (%)	FY 2022E	FY 2021 (consuntivo)	Δ FY'22E vs FY'21
GAS PRE-RISCALDO	€ 1.032.731	€ 203.971	€ 828.760	406%	€ 2.454.000	€ 1.493.680	€ 960.320

In considerazione di tale trend, della sua eccezionalità e del fatto che nel settore della distribuzione del gas naturale – a differenza di quello dell'energia elettrica – non è attualmente contemplato il concetto di "uso proprio" (categoria in cui il gas in analisi rientrerebbe perfettamente, dato che il suo utilizzo è direttamente ed unicamente destinato a rendere possibile l'attività di distribuzione stessa), si ritiene prevedibile attendersi, pur in presenza di una decrescita dei volumi di materia prima gas consumata, **un incremento annuo dei costi fissi complessivi** per l'acquisto di questa commodity di **almeno 1 €MIO**, valore che corrisponderebbero a **circa 1€ di incremento annuo per PDR**.

Alla luce di ciò, si ravvisano le condizioni per l'attivazione del meccanismo dell'Y-Factor o, qualora il fenomeno sia considerabile transitorio, del riconoscimento una tantum dell'extra-cost.

e che vanno dalla chiusura del contratto, allo spianto della fornitura fino alla possibile rimozione dapprima della colonna montante e, infine, degli impianti di riduzione. Inoltre, la baseline di PdR è stata calcolata facendo riferimento alla variazione percentuale nazionale dei PdR sia su base annua (2019 vs 2018 e 2020 vs 2019) sia come media mobile a 3 anni (2017-2019 e 2018-2020). Alla luce dei risultati ottenuti emerge che l'ammontare a compensazione dei costi operativi non più riconosciuti dal regime tariffario corrente a seguito della chiusura dei PdR gas potrebbe essere quantificata in un range tra i 250.000 € e i 500.000 €, comparabile all'introduzione di un Y-Factor compreso tra lo 0,4% e l'1%. Inoltre, si aggiunge il costo per la dismissione del misuratore nel caso in cui quest'ultimo non sia completamente ammortizzato. Tali valori fanno riferimento allo scenario relativo alla chiusura del contratto. Ai fini della determinazione dei costi operativi riconosciuti sono state considerate le seguenti componenti tariffarie: $t(dis)_t^{ope}$, $t(cen)_t^{cap}$, $t(ins)_t^{ope}$, $t(rac)_t^{ope}$, $t(cot)_t$.

S.2. Osservazioni in merito alla conferma, per il triennio 2023-2025, dei livelli di X-factor attualmente previsti per il servizio di misura.

Si **concorda** con la scelta dell'Autorità di **mantenere l'X-Factor pari a 0%**, invariato rispetto al livello in vigore nel primo semi-periodo regolatorio. Infatti, sebbene i valori relativi al periodo 2018-2021 dei costi operativi effettivi per le attività afferenti al servizio di misura (cfr. Tabella 5 e 6 del Documento) evidenzino una riduzione e un riallineamento verso i costi operativi riconosciuti, tale trend presenta una **certa discontinuità** soprattutto in relazione alla **funzione di "raccolta, validazione e registrazione delle misure"**. Ciò è correlabile al fatto che la tecnologia ed i sistemi trasmissivi dei dati di lettura, pur mostrando performance operative più efficienti rispetto ai tradizionali apparecchi, presentano ancora **tassi di guasto**, il cui **processo di contenimento entro certi limiti fisiologici** attraverso mirate azioni ingegneristiche è ad oggi **ancora in corso**. Si ritiene pertanto che **l'attività di misura** nel suo sviluppo di digitalizzazione debba ancora concludere un'**adeguata "fase di messa a punto"** prima di essere sottoposta da parte del Regolatore ad una precisa traiettoria di efficientamento dei costi.

S.3. Osservazioni in merito ai livelli di costi standard previsti per le installazioni di smart meter effettuate a partire dall'anno 2023.

In termini metodologici, si rileva che i dati esposti nella tabella 7 relativi al **valore unitario degli incrementi patrimoniali** relativi all'installazione di *smart meter* di classe G4/G6 nel periodo 2018-2020 rilevano in modo evidente una loro **crescita nel tempo**, nonostante la sostituzione massiva attuata in quegli anni da tutti gli operatori, che ha permesso di "calmierare" proprio il costo di installazione. Al fine di evidenziare correttamente tale trend si ritiene opportuno utilizzare come **valore "soglia"** la **variazione percentuale annua** di tale parametro o in alternativa il tasso di crescita annuale **composto** (cfr. *compound annual growth rate* – CAGR), in sostituzione della media ponderata riportata alla tabella 8, indicatore che non risulta fornire un corretto segnale di prezzo in considerazione del fenomeno inflattivo in corso già evidenziato e della crescita attuale e prospettica dei costi dei materiali (in particolare, i prezzi dei semiconduttori).

Considerando anche lo scenario atteso per i prossimi anni, ad **incidere sul prezzo dei misuratori** si evidenziano inoltre i **seguenti fattori**:

- la **difficoltà dei produttori a garantire in modo continuativo la stabilità nelle forniture** e quindi l'impossibilità dei distributori gas di attuare un'ottimizzazione nella pianificazione dei loro acquisti⁵,

⁵ Tema peraltro oggetto della consultazione ex DCO 284/2022/R/eel e della successiva delibera 601/2022/R/eel in cui, proprio a fronte delle difficoltà di approvvigionamento dovute alla c.d. crisi dei semiconduttori, sono state previste alcune modifiche alla regolazione applicabile ai piani di messa in servizio di sistemi di smart metering 2G.

- l'**aumento** delle **installazioni relative ad esigenze di gestioni d'utenza** che, essendo effettuante in via puntuale e non massiva, hanno un **costo unitario maggiore**,
- **uscite multiple** da parte dei distributori, **a causa dei mancati accessi presso le abitazioni degli utenti** (soprattutto quelli appartenenti al gruppo residuo di utenti che si sono opposti – attivamente o meno – al cambio di misuratore), sia per le letture che per la sostituzione dei misuratori, situazione che determina necessariamente una ripianificazione dell'agenda degli operatori in campo.

S4. Osservazioni in relazione alla differenziazione dei costi standard per gli smart meter dotati di funzionalità ulteriori rispetto ai requisiti minimi previsti dalle Direttive smart meter.

In termini generali concordiamo con l'opzione regolatoria di permettere funzionalità ulteriori rispetto ai requisiti minimi degli *smart meter*, purché siano opportunamente remunerati in tariffa.

S5. Osservazioni in merito alle modalità di individuazione dei territori a rischio sismico e proposte per riferimenti alternativi.

Non si hanno particolari osservazioni a riguardo. Tuttavia si suggerisce di prevedere per tutti i distributori, su base opzionale e con il riconoscimento aggiuntivo rispetto al costo standard prospettato dalla stessa Autorità, la possibilità di installare *smart meter* provvisti delle funzionalità aggiuntive utili a migliorare la sicurezza, non solo per i territori a rischio sismico, ma per tutti i territori in generale.

S6. Si condivide l'ipotesi di circoscrivere l'intervento ai misuratori messi in servizio negli anni dal 2012 al 2016?

Ancora una volta un limite metodologico dello studio di ARERA riguarda il periodo temporale preso in considerazione. Si sottolinea infatti che il tasso di guasto di un misuratore cresce all'aumentare della sua vetustà e pertanto si suggerisce di estendere l'analisi storica almeno agli anni 2021 e 2022; inoltre dall'esperienza maturata in campo, si evince che la percentuale di guasto di un misuratore incrementa molto dall'ottavo anno in poi.

Valutiamo, tuttavia, positivamente l'apertura di ARERA per un riconoscimento dei costi non ammortizzati degli *smart meter* installati nella prima fase di *roll out* e dismessi anticipatamente rispetto al termine della loro vita utile regolatoria, anche se sarebbe auspicabile che tale meccanismo venga esteso anche ai misuratori messi in esercizio negli anni successivi al 2016⁶. Tale richiesta si basa sull'evidenza di un tasso fisiologico di guasto significativo anche dagli anni di posa 2017 in poi, come riportato nella Nota Tecnica Assogas-Proxigas-Utilitalia inviata a codesta Autorità in data 26/7/2022.

⁶ Come già evidenziato da A2A nelle sue Osservazioni al DCO 263/2021/R/Gas, la principale criticità della tecnologia GPRS è dovuta all'interazione tra (i) durata delle batterie e (ii) tecnologia di telecomunicazione utilizzata: dalle evidenze a disposizione della Scrivente, i misuratori oggi in campo vanno incontro allo scaricamento delle batterie intorno al 5°/6° anno.

Inoltre, si ritiene opportuno applicare quanto sopra descritto anche ai misuratori di classe superiore ai G6, che presentano le stesse problematiche evidenziate.

Si sottolinea infine la necessità di trattare separatamente il tema del riconoscimento dei suddetti mancati ammortamenti in funzione del fatto che la dismissione possa dipendere dal guasto fisiologico per una precoce obsolescenza del misuratore piuttosto che da un graduale decadimento della qualità del servizio radiomobile “di seconda generazione” (GSM-GPRS)⁷.

S7. Osservazioni in merito al riconoscimento del valore residuo nella misura massima pari al costo standard relativo all'anno 2012.

Non si hanno particolari osservazioni in merito.

S8. Osservazioni in merito alle modalità di riconoscimento del valore residuo dei gruppi di misura elettronici di classe \leq G6, entrati in esercizio negli anni 2012-2016.

Con riferimento alla modalità di riconoscimento del valore residuo non ammortizzato dei gruppi di misura elettronici di classe \leq G6, entrati in esercizio negli anni 2012-2016, pur condividendo il principio regolatorio sottostante, che ha l'intento di sanare una criticità più volte posta all'attenzione dell'Autorità da parte dei distributori, si evidenzia che l'ipotesi prospettata comporta una **notevole difficoltà applicativa**. Infatti, come noto, i misuratori al livello contabile sono normalmente trattati come **beni indistinti** e ciò implica l'impossibilità di individuare una corrispondenza univoca tra il singolo oggetto fisico “misuratore” in campo e il corrispettivo valore unitario iscritto a Libro Cespiti⁸. Alla luce di ciò, in un'ottica di semplificazione e di efficienza operativa sia per il distributore che per gli Uffici dell'Autorità, si propone di **agire direttamente e retroattivamente sulla vita utile regolatoria** di questa particolare sotto-classe di asset, portandola **dagli attuali 15 anni** alla durata della **loro vita tecnica** che, in base all'esperienza degli operatori, è **quantificabile in 7 anni** e operando i dovuti aggiustamenti alle tariffe degli anni coinvolti.**S9. Osservazioni in merito al riconoscimento dei costi per i sistemi di telelettura/telegestione e concentratori per il triennio 2023-2025.**

In relazione al riconoscimento della nuova componente tariffaria unitaria a copertura dei costi totali per i sistemi di telelettura/telegestione e concentratori pari a 1,30 €/PdR_{smart}, si ritiene che il valore proposto non tenga opportunamente conto di determinati costi sorgenti per loro natura non capitalizzabili⁹. Inoltre, ricordiamo che la tecnologia GPRS presenta già ad oggi costi superiori e che l'evoluzione della tecnologia (in vista dello stacco al 2029 da parte delle TELCO), convergente verso l'NB-IOT, incrementerà ulteriormente sia la spesa del misuratore sia i massicci investimenti in infrastruttura IT per l'adeguamento dei sistemi operativi.

Infine, **non si condivide** l'assunto che la **nuova componente parametrica t(telcon)** sia **sostitutiva** dei **costi di capitale attualmente riconosciuti nelle tariffe di riferimento** in relazione ai cespiti

⁷ Si fa riferimento alla tecnologica GPRS, che, come noto all'Autorità, verrà dismessa dalle TELCO dopo il 2029.

⁸ I.e. il valore dei misuratori – normalmente raggruppati per tipologia/località - iscritto a libro cespiti fa riferimento a tutti i misuratori installati in un determinato anno e non al singolo oggetto

⁹ A titolo semplificativo e non esaustivo si citano i costi per licenze, costi per i server in cloud ecc.

centralizzati “sistemi di telelettura/telegestione” e “concentratori” dato che tali investimenti, già in essere, sono stati realizzati facendo pieno affidamento nel completo riconoscimento tariffario degli stessi (peraltro previsto dalla regolazione applicabile nell’anno di effettuazione dell’investimento) e, quindi, fino alla conclusione della relativa vita utile. Si ritiene quindi necessario **confermare il loro riconoscimento fino a completamento del processo di ammortamento** o, qualora si volesse evitare una sovrapposizione tra metodi di riconoscimento tariffari, il **riconoscimento degli ammortamenti mancanti in un’unica soluzione**.

S10. Osservazioni in merito al riconoscimento dei costi per le letture di switch per il triennio 2023-2025.

In merito al riconoscimento dei costi per le letture di switch, non concordiamo con l’assunto dell’Autorità secondo il quale il costo marginale delle letture di switch tende ad essere pari a zero, dal momento che si ritiene necessario considerare, al fine di impostare correttamente l’analisi, il costo complessivo per lo switch, che include anche una serie di costi accessori, tra cui quelli amministrativi. Inoltre, bisogna considerare i casi in cui, a causa del malfunzionamento o dell’assenza di uno *smart meter* gas (in base ai dati a nostra disposizione pari a circa il 10-11% del totale switch), il distributore deve effettuare un’acquisizione manuale del dato di misura, sostenendo quindi un costo incrementale difficilmente standardizzabile per effetto di uscite multiple ed imprevedibili dell’operatore presso l’utente.

Dal punto di vista degli adempimenti amministrativi che uno switch comporta, si può ragionevolmente comparare il costo dello switch della distribuzione gas a quello riconosciuto per l’attività di voltura nel settore della distribuzione elettrica, oggi pari a circa 23€ per ciascuna voltura richiesta dall’utente.

S11. Osservazioni in merito al valore dell’acconto per la copertura dei costi operativi connessi alle verificazioni periodiche previste dal decreto 93/17.

Come già evidenziato ampiamente in premessa, si sottolinea una carenza metodologica nell’analisi effettuata da ARERA relativa ai costi operativi unitari riportati nella Tabella 12 del Documento. In particolare, per svolgere una valutazione più approfondita, riteniamo utile **avere a disposizione una maggiore disclosure sia sui criteri** (tra cui quello dimensionale) applicati ai fini del campionamento delle imprese considerate, sia sul numero delle verifiche metrologiche sottese agli Opex esposti nella suddetta tabella. Inoltre, come evidenziato al paragrafo 8.4, i dati analizzati dall’Autorità potrebbero scontare un effetto distorsivo derivante dalla situazione emergenziale che ha interessato gli anni 2020 e 2021. Per tali motivi **si auspica che anche per il secondo semi-periodo regolatorio rimanga invariato l’importo riconosciuto in acconto pari a 50 €/PdR_{smart}**.

Infine, si evidenzia la necessità di effettuare quanto prima i conguagli relativi agli anni 2018 – 2021 applicando la metodologia già illustrata agli operatori nel mese di giugno 2021 e basata sui costi netti effettivamente sostenuti, così come direttamente desumibili dai conti annuali separati nel comparto della misura dedicato alle verifiche in esame da cui sottrarre gli acconti già riconosciuti, in

modo tale da permettere agli operatori di chiudere partite a credito/debito aperte oramai da alcuni anni.

S12. Osservazioni in merito alla modalità applicative delle disposizioni di cui all'articolo 2, comma 8, del DPCM 29 marzo 2022.

Non si hanno osservazioni a riguardo.

S13. Osservazioni in merito alla revisione delle tempistiche di esazione del gettito delle componenti tariffarie GS, RE, RS, UG₁, UG₂ UG₃.

Valutiamo positivamente la proposta dell'Autorità di una revisione delle tempistiche di esazioni del gettito delle componenti tariffarie in analisi tale da allineare il settore gas al settore elettrico.

14. Osservazioni in merito alle tempistiche di liquidazione degli eventuali debiti delle imprese di distribuzione verso gli utenti del trasporto correlati a fatture di distribuzione recanti importo negativo.

Non abbiamo osservazioni in merito.

Conclusioni

In considerazione delle criticità derivanti sia dalla recente evoluzione dello scenario macroeconomico e inflattivo sia dai cambiamenti che stanno interessando in modo sempre più strutturale il settore della distribuzione gas, avremmo ritenuto opportuno che l'Autorità prevedesse **interventi volti a ridurre l'impatto economico negativo** di cui stanno **risentendo in misura crescente i distributori**. Le **proposte contenute nel Documento** sono invece definite **in continuità con i criteri e i meccanismi regolatori in vigore nel primo semi-periodo 2020-2022**, soprattutto con riferimento ai costi riconosciuti e al livello di recupero di produttività per l'attività di distribuzione gas, evidenziando peraltro, a nostro avviso, **diverse "debolezze" metodologiche** alla base delle analisi svolte da ARERA a sostegno di suddetta riconferma.

Sono state inoltre disattese le numerose segnalazioni fatte dagli operatori, tra cui Unareti, alla stessa Autorità della **crescente riduzione dei PdR a cui si sta assistendo nelle aree molto urbanizzate** e che determina, per come è attualmente definito il costo operativo riconosciuto a inizio periodo regolatorio, una riduzione di copertura tariffaria a fronte di costi effettivi non decrescenti proporzionalmente al diminuire dei PdR serviti. Ciò determina inevitabilmente la **non garanzia di un'equa cost reflectivity**.

Si aggiunge poi **l'assenza di qualsiasi apertura da parte dell'Autorità verso una differenziazione per densità, all'interno di ciascun cluster dimensionale dei distributori, dell'X-Factor** e, per contro, si riscontra un maggior sforzo di efficientamento richiesto alle imprese in alcuni specifici costi riconosciuti (ad esempio, i costi di installazione di *smart meter* gas, quelli di telegestione e concentratori o i costi per le letture di switch, ecc.).