

Osservazioni del Gruppo HERA al

DCO 571/2022/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)

PREMESSA

Il nostro Gruppo ha analizzato il documento di consultazione 571/2022, nel quale Arera espone i propri orientamenti in merito all'aggiornamento infra-periodo del quinto periodo della regolazione tariffaria, riguardanti in particolare elementi afferenti all'attività di misura. Si condivide che le novazioni siano riferite a tale attività poiché la tecnologia sottostante la misura, in continua evoluzione, si consolida in tempi brevi ed è quindi opportuno che la regolazione tariffaria recepisca prontamente gli aggiornamenti sottostanti.

Con riferimento all'attività di misura, se da una parte si apprezza inoltre la continuità di metodo che l'Autorità ha proposto con riferimento ai costi operativi, dall'altra, alla luce delle valutazioni effettuate si manifesta una certa preoccupazione per alcuni interventi prospettati che, visti nel loro insieme, potrebbero comportare significativi disallineamenti tra i costi effettivamente sostenuti e le relative coperture tariffarie, riferendoci con questo in primo luogo all'aggiornamento del metodo di riconoscimento dei costi di telelettura/telegestione e concentratori.

E' valutata positivamente la volontà da parte dell'Autorità di finalizzare la soluzione regolatoria circa il tema delle dismissioni dei misuratori elettronici installati nella prima fase di roll out, affetti da significative criticità costruttive. Negli spunti di consultazione specifici intendiamo fornire alcuni suggerimenti operativi di completamento nei presupposti della metodologia prospettata.

Inoltre è stata apprezzata la volontà di Arera di non disincentivare le imprese, tra cui due del Gruppo, che hanno proceduto nel corso degli ultimi anni all'installazione di smart meter dotati di funzionalità ulteriori rispetto ai requisiti minimi previsti dalle *Direttive smart meter*, prevendendo un riconoscimento ad hoc rispetto a quanto previsto per i contatori elettronici installati ai sensi della del. 631/13 e s.m.i.

In generale, preme segnalare che, come la stessa Autorità ha descritto nella parte iniziale del documento in parola, il settore si colloca in un periodo caratterizzato dall'estrema incertezza connessa alle tensioni sui mercati energetici derivanti dall'attuale quadro geo-politico, oltre che dalla rilevante impennata dell'inflazione che, stante le ultime rilevazioni (variazione Indice FOI ottobre 2022 vs ottobre 2021), registra aumenti percentuali a due cifre. L'aumento dei costi che i dso del Gruppo stanno rilevando interessa diversi fattori produttivi, ivi incluso il personale, anche alla luce dei recenti rinnovi del contratto nazionale di riferimento.

La scrivente esprime quindi preoccupazione per il disallineamento temporale (per quanto in parte “fisiologico”) tra la dinamica dei rincari inflattivi emersi nel corso dell’anno 2022 e il recupero tariffario di tale trend, in quanto i rincari inflattivi registrati nel 2022 non potranno essere intercettati nell’aggiornamento dei costi operativi e di capitale dell’anno tariffario 2023, a causa del lag (di circa 18 mesi) rispetto alla finestra presa a riferimento per valorizzare il parametro IndFOI funzionale all’aggiornamento tariffario. Questo disallineamento genera rilevanti impatti negativi dal punto di vista finanziario e dei flussi di cassa.

Al fine di allineare maggiormente l’inflazione rilevata (e in corso di rilevazione) nel 2022 nei costi dei fattori produttivi del servizio con quella utilizzata per l’aggiornamento tariffario 2023, si suggerisce di modificare l’estensione della finestra di rilevazione dell’IndFOI per l’anno 2023, aumentandola da 12 a 18 mesi, andando così a coprire il periodo maggio 2021-ottobre 2022 (considerando la rilevazione di ottobre come l’ultima disponibile). Ciò permetterebbe un maggiore allineamento tra il valore monetario cui vengono indicizzati i ricavi per l’anno tariffario 2023 ed il valore monetario consuntivo, consentendo di catturare l’eccezionale incremento rilevato (anche) nella seconda parte del 2022. A partire dall’anno tariffario t=2024, si dovrebbe invece tornare a considerare una finestra di variazione dell’IndFOI di 12 mesi, con riferimento al periodo da novembre t-2 a ottobre t-1.

Analogamente a quanto proposto per l’IndFOI, con riferimento al parametro di aggiornamento inflativo dei costi di capitale (la variazione del deflatore degli investimenti fissi lordi) si suggerisce di aumentare il grado di allineamento temporale tra il valore monetario a cui vengono indicizzati i ricavi tariffari ed il valore monetario effettivamente rilevato a consuntivo, estendendo il periodo di osservazione fino ad includere l’ultimo riferimento trimestrale disponibile al momento della pubblicazione delle tariffe 2023.

Si coglie inoltre l’occasione per fare presente come i distributori stiano in questo periodo sopportando importanti criticità anche per quanto attiene il profilo finanziario, dovute a fattori ad essi esogeni quali le misure legislative di esenzione degli oneri di sistema e di rafforzamento dei bonus sociali che hanno comportato l’esazione di partite di componenti di sistema negative. Il distributore dovrebbe in qualche misura vedere riconosciuto il maggiore costo del debito derivante da misure che hanno comportato anticipazioni di cassa a favore del cliente finale (si pensi ad esempio al bonus sociale gas, e all’anticipazione delle componenti UG2c in favore dei clienti finali).

Si vuole inoltre ricordare che il principale distributore del Gruppo, con ricorso notificato nel febbraio del 2020, ha adito il Tar Lombardia - Milano (R.G. n. 520/2020) per ottenere l’annullamento *in parte qua* della deliberazione 27 dicembre 2019, 570/2019/R/gas e del relativo Allegato A – Parte II (RTDG 2020-2025). In estrema sintesi, con tale ricorso e con i successivi ricorsi per motivi aggiunti, INRETE Distribuzione Energia S.p.A. ha contestato la legittimità della regolazione tariffaria e della fissazione dei livelli iniziali delle componenti tariffarie per il riconoscimento dei costi operativi in quanto disposte dall’Autorità sulla base di una irragionevole ed ingiustificata sperequazione a danno della Società ricorrente, la quale – in assenza di una valutazione della reale incidenza delle misure regolatorie previste dai provvedimenti impugnati rispetto alle effettive dimensioni degli operatori – è stata inserita nel *cluster* “imprese grandi”, comprendente, in quota preponderante, soggetti di dimensioni largamente superiori a quelle di INRETE Distribuzione Energia S.p.A. Come ampiamente argomentato in sede processuale, i provvedimenti impugnati concorrono infatti a causare un grave pregiudizio nei confronti di INRETE Distribuzione Energia S.p.A., frapponendosi alla legittima

aspettativa di vedersi riconosciuto un meccanismo di regolazione tariffaria coerente con i principi del c.d. *price-cap*, in grado di assicurare il raggiungimento degli obiettivi economico-finanziari, evidentemente frustrati nell'attuale periodo regolatorio ad opera della gravata regolazione di ARERA.

Si suggerisce infine di utilizzare l'occasione dell'aggiornamento infra-periodo 2023-25 al fine di apportare le necessarie modifiche alla sezione della RTDG relativa alle disposizioni specifiche per le gestioni di ambito (e nello specifico all'articolo 23 inerente il valore iniziale delle immobilizzazioni di località a seguito dell'affidamento mediante gara d'ambito). In particolare, alla luce della Legge 118/22, art. 6, comma 1, lettera c), risulta necessario prevedere una valorizzazione a fini tariffari a valore industriale residuo anche per gli asset di proprietà dell'ente locale alienati in sede di gara.

SPUNTI PER LA CONSULTAZIONE

PARTE II

IPOTESI DI INTERVENTO REGOLATORIO PER L'AGGIORNAMENTO INFRA-PERODO DELLA RTDG

3. Obiettivo per recuperi di efficienza relativi al servizio di misura

S2. Osservazioni in merito alla conferma, per il triennio 2023-2025, dei livelli di X-factor attualmente previsti per il servizio di misura.

R.2 Per quanto attiene i costi di misura, vale in primis quanto esposto in linea generale in premessa in merito all'importante aumento dei costi dei fattori produttivi rilevato e alla proposta di valorizzazione inflativa ivi suggerita.

Nel caso specifico dei costi coperti dalla componente tariffaria $t(rac)$, si segnala che il trend dei costi effettivi riportato alla tabella 6 del DCO aggiornato all'anno 2021, non ha potuto rilevare il considerevole incremento che le Telco hanno dovuto sopportare nell'anno 2022 per quanto attiene i costi del traffico relativo agli smart meter (causato dall'aumento dei costi dell'energia elettrica). In occasione dei prossimi rinnovi contrattuali, si prevede che tali società di telecomunicazioni addebiteranno a loro volta ai distributori l'aumento riscontrato in quest'ultimo anno.

Sulla base delle analisi effettuate da Arera al 2021, i costi effettivi rilevati sono sostanzialmente allineati a quelli riconosciuti nel medesimo anno. Pertanto, poiché alla luce di quanto segnalato i distributori difficilmente avranno possibilità di fare ulteriori efficienze sui costi della misura rispetto a quelle già attuate nel quadriennio monitorato (2018-2021), la scrivente concorda con ARERA sulla conferma, per il triennio 2023-2025, dei livelli di X-factor attualmente previsti per il servizio di misura,

pari a 0%, fatta salva la necessità di valorizzare l'indice IndFOI come suggerito nella premessa e di monitorare anche in seguito l'andamento di tali costi.

4. Costi standard per l'installazione di smart meter gas

- S3.** Osservazioni in merito ai livelli di costi standard previsti per le installazioni di smart meter effettuate a partire dall'anno 2023.
- 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
- S5.** Osservazioni in merito alle modalità di individuazione dei territori a rischio sismico e proposte per riferimenti alternativi

R.3 La scrivente condivide quanto proposto da Arera in merito alla valorizzazione degli investimenti in *smart meter* effettuati nel 2022 e in particolare la conferma delle modalità e dei riferimenti utilizzati per gli investimenti 2020 e 2021, viste le tempistiche di pubblicazione della consultazione.

Per quanto attiene le installazioni di *smart meter* che saranno effettuate a partire dall'anno 2023, nonostante i costi standard proposti derivino da analisi di dati consuntivi e siano stati quantificati nell'intorno della media dei costi sostenuti dalle imprese nel triennio 2018-2020, si ritiene che, per la valorizzazione di tali costi standard non si siano tenuti in debita considerazione alcuni aspetti.

In primis, è necessario notare come l'andamento dei costi effettivi degli *smart meter* del triennio 2018-2020 (riportati nel documento di consultazione) non risulti decrescente, bensì, presenti, per tutti i calibri analizzati, una contrazione dal 2018 al 2019, cui fa invece seguito un importante rialzo dal 2019 al 2020; il valore 2020 risulta peraltro sensibilmente superiore a quello del 2018 (oltre che del 2019).

La contrazione di costi dal 2018 al 2019 è dovuta alla "curva esperienziale" delle tecnologie adottate, sia per quanto riguarda gli apparati RF, sia per gli apparati GPRS (peraltro per questi ultimi non sarà più prevista la posa negli anni futuri, vista l'annunciata cessazione del servizio 2G da parte delle società Telco). Tale dinamica al ribasso può considerarsi esaurita nel 2019, come evidenzia il rialzo dei costi tra il 2019 e il 2020. Questa crescita riteniamo essere destinata a mantenersi per tutto il semiperiodo regolatorio 2023-25, ulteriormente amplificata dalle turbolenze sui mercati internazionali derivanti dal conflitto russo-ucraino, e dall'aumento dei prezzi delle materie prime nell'ambito dell'elettronica (quindi nello specifico i costi dei semiconduttori e dei materiali "strategici", es. litio).

La maggiore società di distribuzione del Gruppo Hera ha già riscontrato tali incrementi nel rinnovo - avvenuto ad inizio 2022 - dei contratti di fornitura degli *smart meter* gas con tecnologia RF in essere con alcuni fornitori. La conseguente ricontrattazione al rialzo ha provocato aumenti di [omissis] euro a misuratore dal 2020 al 2022.

Inoltre, si fa presente che il prossimo *phase out* della rete 2G impone che i nuovi misuratori che dovranno essere installati in sostituzione di quelli con tecnologia GPRS, saranno dotati della tecnologia NB-IoT, tecnologia quest'ultima, necessariamente più costosa rispetto a quella basata sulla RF o sulla rete 2G (con l'avvento del NB-IoT si è all'inizio di una nuova "curva esperienziale"). Dai contratti di approvvigionamento sottoscritti dalla società Inrete, si rileva che la scheda elettronica in tecnologia NB-IoT ha un costo superiore rispetto a quella basata su tecnologie ormai consolidate di circa [omissis].

In un quadro di incertezza in relazione alle tempistiche di *phase-out* della rete 2G da parte delle società Telco ma che nel contempo richiede, a tutela della qualità commerciale del servizio, grandi affidabilità prestazionali del settore misura gas (così come previste dalla Delibera 269/22), nel triennio 2023-2025 dovrà giocoforza essere impostato buona parte del roll out previsto per il *phase out* della rete 2G.

Pertanto, non si ritiene corretto calibrare i nuovi *costi standard* di tale triennio sulla base dei costi effettivi 2018-2020, poiché non in grado di intercettare gli aumenti descritti sopra e la nuova tecnologia che si dovrà utilizzare.

Se il rialzo dei prezzi delle materie prime può essere concettualmente assimilato alla generale dinamica inflativa e quindi almeno in parte sarà intercettato tariffariamente (pur con lag) dalla variazione del deflatore degli investimenti fissi lordi, si ritiene invece che il passaggio alla nuova tecnologia NB-IoT determini un incremento di costo che deve essere recepito nella quantificazione del costo standard, che Arera ha invece prospettato di dimensionare a partire dai costi dei contatori installati al 2020, che non risultano dotati di tale nuova tecnologia. Si suggerisce pertanto di calibrare il nuovo costo standard per i misuratori installati dal 2023 partendo dall'estremo superiore dell'intervallo proposto da Arera ed aggiungendo [omissis] (da imputare all'utilizzo della nuova tecnologia NB-IoT).

R.4 La scrivente apprezza quanto proposto da Arera sulla differenziazione dei costi standard per gli smart meter dotati di funzionalità ulteriori rispetto ai requisiti minimi previsti dalle *Direttive smart*, in quanto si ritiene corretto riconoscere lo sforzo dei distributori che, già sulla base di quanto inizialmente prospettato nel DCO 487/19 nonché in coerenza con il Quadro Strategico 2019-2021 (in particolare con riferimento all'obiettivo strategico n. 21 e alla conseguente linea di intervento c), abbiano reso disponibili e installato soluzioni con più elevate funzionalità, in particolare sotto il profilo della sicurezza.

Arera correttamente riporta le due tipologie di funzionalità aggiuntive di cui possono essere dotati gli smart meter gas: quelle relative alla sicurezza per territori a rischio sismico e quelle inerenti alla sicurezza domestica per intercettare eventuali dispersioni di gas da impianto di utenza.

Si richiede un chiarimento circa il riconoscimento che Arera intende fornire agli smart meter dotati unicamente delle funzionalità riportate al secondo bullet del punto 4.14, ovvero dotati di funzionalità aggiuntive relative alla sicurezza domestica, per intercettare eventuali dispersioni di gas da impianto di utenza. Dal DCO emerge infatti che soltanto gli smart meter dotati di funzionalità utili a migliorare la sicurezza in presenza di eventi sismici avranno un riconoscimento tariffario differenziato rispetto a quanto previsto per gli smart meter senza funzionalità aggiuntive. A parere della scrivente, al fine di non disincentivare le imprese che intendono installare (o che hanno già installato), smart meter dotati

funzionalità aggiuntive, sarebbe opportuno garantire un riconoscimento tariffario differenziato rispetto a quanto previsto per gli smart meter senza funzionalità aggiuntive, anche nel caso di funzionalità aggiuntive relative alla sicurezza domestica (riconoscimento che dovrebbe eventualmente essere sensibilmente inferiore rispetto a quello previsto per gli smart meter con funzionalità aggiuntive relative alla sicurezza per territori a rischio sismico).

Per quanto attiene il riconoscimento degli smart meter dotati di funzionalità aggiuntive rispetto a quanto previsto dalle *Direttive per la messa in servizio degli smart meter*:

- per le installazioni relative agli anni 2020-2022, si concorda con la proposta dell'Autorità che stabilisce che le imprese possano presentare istanza ai fini del riconoscimento dei costi sostenuti sulla base del costo effettivo, ponendo un cap pari al costo standard previsto nel medesimo periodo maggiorato di 30 €;
- in merito alle installazioni previste per il triennio 2023-25, non si concorda invece con quanto prospettato da Arera in quanto una replica del metodo proposto per il triennio pregresso (riconoscimento del minimo tra il costo effettivamente sostenuto e il costo standard dell'anno maggiorato di 30€, come descritto al paragrafo 4.15) non sarebbe effettivamente premiante per i distributori, in uno scenario in cui venisse confermata la prospettazione di un abbassamento dei costi standard rispetto agli attuali valori. Per gli installi a partire dal 2023, si suggerisce pertanto, per estendere l'efficacia del meccanismo incentivante previsto per i misuratori senza funzionalità aggiuntive ai misuratori con funzionalità aggiuntive, di estendere a questi ultimi tale meccanismo, ossia di applicare la logica di profit-loss sharing tra i costi effettivi e il costo standard dell'anno, considerando quest'ultimo maggiorato di 30€.

R.5 Si condivide l'intento dell'Autorità di riconoscere i costi dei misuratori sulla base del costo effettivo dell'impresa (con un cap) per le installazioni in località situate nei territori a più elevato rischio sismico come individuate dall'Ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3519 del 28 aprile 2006 o da provvedimenti regionali successivi.

Si richiede però, come la stessa Autorità riporta alla fine del paragrafo 4.16, che le imprese abbiano la possibilità di indicare specifici criteri adottati (opportunamente motivati) nella selezione delle località dove installare tali misuratori in deroga alle informazioni rese disponibili dal Dipartimento della protezione civile, anche in considerazione del fatto che informazioni rese disponibili dal Dipartimento della protezione civile non sempre risultano adeguatamente aggiornate. Un caso esemplificativo di quanto sopra in relazione alla opportunità di deroga motivata alla OPCM n. 3519 è il cratere sismico emiliano ove, a dispetto di una classificazione storica di rischio basso, il 20 maggio 2012 si sono verificati eventi distruttivi che per i loro effetti sulla popolazione hanno peraltro richiesto l'intervento della stessa ARERA in merito alla sospensione dei termini di pagamento delle forniture relative ai servizi idrico, elettrico e gas e ad altre disposizioni urgenti (del. 235 e 314 del 2012).

5. Riconoscimento del valore residuo per gli smart meter installati nella prima fase del roll out

- S6.** *Si condivide l'ipotesi di circoscrivere l'intervento ai misuratori messi in servizio negli anni dal 2012 al 2016?*
- S7.** *Osservazioni in merito al riconoscimento del valore residuo nella misura massima pari al costo standard relativo all'anno 2012.*

R.6 Il Gruppo Hera ha apprezzato la decisione di Arera di voler riconoscere il valore residuo degli smart meter installati nella prima fase di roll out e dismessi in anticipo rispetto alla loro vita utile. Alla luce del posticipo degli obblighi di roll out, si fa presente che non tutti i distributori hanno intrapreso il roll out dei calibri G4-G6 nel 2012; molti gestori hanno avviato tale attività in anni successivi, pertanto si suggerisce di allargare la finestra proposta 2012-2016 almeno comprendendo anche l'anno 2017; a parere della scrivente, il trend di miglioramento delle anomalie si rileva certamente dal 2018.

Non si condivide pienamente quanto riportato al paragrafo 5.7, ossia che l'intervento proposto da Arera (e la relativa finestra) sia proporzionato anche in relazione ai rischi di potenziale decadimento della qualità del servizio GSM-GPRS, per i motivi di seguito riportati:

- i contatori impattati da tale criticità sono certamente tutti quelli di calibro maggiore di G6, che comunicano tramite tecnologia GPRS (che anche alla data attuale è l'unica normativamente ammissibile per questa classe di contatori) oltre ad una percentuale del parco del G4-G6, variabile da operatore a operatore, e dipendente dalla scelta tecnologica effettuata. Pertanto, la misura prospettata da Arera non risulta in alcun modo sufficiente a "risolvere" la problematica derivante dal *phase out* della rete 2G, poiché relativa soltanto ai calibri G4-G6
- i distributori sono stati obbligati ad installare dispositivi dotati di tale tecnologia anche successivamente al 2016 (e 2017) in quanto non erano disponibili né le normative tecniche né tantomeno i prodotti di mercato dotati di tecnologia più avanzata e quindi in grado di funzionare su reti 4G, pertanto, il *phase out* della rete 2G richiederà necessariamente la dismissione di smart meter installati anche in anni successivi al 2017; inoltre al momento attuale non è facilmente ipotizzabile fino a che anno si protrarranno le dismissioni per tale casistica, visto che non si hanno tempi certi per il *phase out*, per quanto i gestori dovranno aver pianificato le sostituzioni per garantire che l'intero parco degli smart meter comunichi mediante la rete 4G già prima del decadimento di una parte della rete 2G, sia che esso avvenga mediante uno specifico "switch off" debitamente pianificato e coordinato tra i tre operatori Telco nazionali, sia che esso avvenga mediante un decadimento di copertura graduale e irregolare (ipotesi più temuta e che pare si stia effettivamente verificando).

R.7 Si condivide il riconoscimento del valore residuo nella misura massima pari al costo standard relativo all'anno 2012 (e per gli anni successivi opportunamente inflazionato), seppure per gli anni 2012-2016 il riconoscimento degli smart meter G4-G6 non prevedesse la logica del profit/loss sharing, in quanto era definito un cap al riconoscimento pari al 150% del costo standard fissato per tali calibri.

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.

R.8 La scrivente concorda con le modalità di riconoscimento del valore residuo dei gruppi di misura elettronici di classe minore uguale a G6 mediante l'utilizzo della componente tariffaria t(mis)amm e sulla base di quanto descritto al punto 5.9; si concorda inoltre con l'applicazione del riconoscimento sia alle dismissioni effettuate fino all'anno 2020, sia a quelle effettuate a partire dal 2021.

Al fine di non rendere eccessivamente complesso il processo operativo volto alla quantificazione degli ammortamenti da riconoscere ai gestori che hanno effettuato dismissioni di smart meter installati nella prima fase di roll out, si suggerisce di non richiedere ai distributori l'invio di ulteriori dati rispetto a quanto già nella disponibilità di Arera, bensì di utilizzare quanto già comunicato nelle varie raccolte RAB GAS (e quanto verrà rendicontato nelle prossime raccolte per le dismissioni a partire dal 2022). Di seguito si propone una metodologia semplificata ma che al tempo stesso permetterebbe ad Arera di riconoscere le quote ammortamento residue, con la garanzia che il costo totale riconosciuto sia pari al più al costo standard dell'anno 2012 (opportunamente rivalutato in funzione della variazione del deflatore degli investimenti fissi lordi).

In ogni raccolta RAB i gestori hanno rendicontato per località e per calibro:

- il numero di contatori installati nell'anno ed il loro costo storico
- il valore delle dismissioni effettuate (in €), suddiviso per anno di posa dei contatori (ora dismessi).

Arera, sulla base dei dati descritti al primo punto, può quindi determinare con un rapporto il costo effettivo unitario per ciascun calibro/località. Inoltre, a partire dagli euro dismessi (anche in assenza delle quantità dismesse), Arera può determinare il numero di contatori dismessi, rapportando la dismissione dell'anno (in €) al costo unitario effettivo come determinato al punto sopra.

L'Autorità ha pertanto la possibilità di verificare per ciascun calibro/località come si collocano i costi effettivi dei gestori rispetto al costo standard. A valle di tale verifica, può quindi procedere a calcolare gli ammortamenti non ancora restituiti dalla tariffa sulla base costo standard, se inferiore al costo effettivo, oppure in caso contrario, utilizzando direttamente il costo sostenuto dal gestore.

6. Riconoscimento parametrico dei costi di telegestione e concentratori

S9. Osservazioni in merito al riconoscimento dei costi per i sistemi di telelettura/telegestione e concentratori per il triennio 2023-2025

R.9 Riprendendo il tema già affrontato in merito ai costi standard dei misuratori elettronici, si premette che non si condivide di prendere a riferimento l'analisi dei dati del triennio 2018-2020 per

calibrare i costi futuri, considerando l'attuale fase di incertezza connessa alle tensioni sui mercati energetici che ha caratterizzato il 2022 mediante importanti aumenti di costi, a volte incontrollati, su una molteplicità di settori.

La scrivente rileva alcune criticità sia in merito all'introduzione di un metodo parametrico relativo al riconoscimento dei costi (operativi e di capitale) inerenti alla telelettura, telegestione e concentratori, sia in relazione all'importo prospettato a copertura di tali costi.

- Il Gruppo Hera ritiene che l'importo proposto (pari a 1,30 €/PDR smart), derivante dall'analisi dei dati consuntivi del triennio 2018-2020, risenta in maniera preponderante dei costi sostenuti dai due principali operatori del settore, che sono in grado di effettuare economie di scala importanti grazie alla gestione di un parco di smart meter dotato di alcuni milioni di contatori.
Inoltre, le società di distribuzione appartenenti al Gruppo Hera hanno continuato ad investire in merito alla telelettura/telegestione e concentratori anche in anni successivi al 2020 e quindi, poiché la vita utile per tali asset è 15 anni, si ritiene che gli importi riportati in tabella 11 non saranno necessariamente costanti dal 2021. Ciò anche in considerazione del fatto che i gestori con meno di 200 mila PDR hanno l'obbligo di roll out per i calibri G4-G6 pari all'85% a fine 2022 (e a fine 2023 per quelli da 50k a 100k PDR), pertanto una parte rilevante degli investimenti di tali operatori sarà realizzata dal 2021.
- Emerge poi una discriminazione nei confronti degli operatori che nel passato hanno operato scelte "make" (capitalizzando conseguentemente i costi) e che si trovano ora a dover ammortizzare importi di investimenti ancora rilevanti, rispetto ai gestori che hanno selezionato scelte prevalentemente di tipo "buy", e che quindi ora sono nella facoltà di "ricontrattare" il corrispettivo dei servizi, anche alla luce del ribasso nel riconoscimento prospetto da Arera. In altri termini, i distributori che avevano scelto in prevalenza l'opzione "make" sono caratterizzati da un residuo da ammortizzare relativo agli investimenti del periodo 2012-2021, a fronte di una vita utile tariffaria pari a 15 anni, non coperta dal prospettato riconoscimento tariffario.
- Peraltro, una modifica al ribasso del valore di totex riconosciuto dovrebbe essere rinviata ad una fase in cui il processo di roll out risulti sufficientemente "a regime" per tutte le classi di distributori, anche per equità di trattamento rispetto al percorso cui sono stati soggetti i gestori che primi hanno implementano la suddetta tecnologia.

Al fine di garantire maggiore continuità rispetto al ritorno di investimenti sostenuti dai distributori in anni passati, sia a livello di metodo che a livello di importo, si suggerisce di prorogare nel triennio 2023-25, il metodo attualmente in vigore (che avrebbe dovuto prevedere per l'anno tariffario 2023 un cap pari a 2,74€/PDR smart, sulla base di quanto previsto in del. 904/17), a cui applicare eventualmente la riduzione di 0,68€, al fine di nettare quanto riconosciuto nella t(rac). Si propone quindi, per l'anno 2023 un cap pari a 2,06€/PDR smart, da aggiornarsi per gli anni successivi con l'IndFOI, al fine di cogliere le attuali dinamiche dei mercati caratterizzate da un'importante crescita dei prezzi. Se Arera deliberasse l'importo proposto nel DCO, i gestori non sarebbero in alcun modo motivati a completare il roll out sul mass market, in quanto si avrebbe un incremento di costi (senza

la presenza di un obbligo) coperto solo in parte dalla tariffa continuando ciò a generare una discriminazione tra i clienti sulla rete dei medesimi distributori.

Infine, preme puntualizzare, come sia corretto applicare il riconoscimento della componente a copertura dei costi relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e concentratori a tutti i PDR smart esistenti nell'anno *t* e non solo sugli attivi smart a fine anno, poiché i sistemi di telelettura e telegestione sono sempre funzionanti sia per misuratori attivi sia per quelli non attivi, al fine di monitorare prelievi fraudolenti/illeciti e le performance del parco misuratori stesso.

7. Definizione del livello del costo standard riconosciuto per le letture di switch da applicare nel triennio 2023-2025

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

R.10 Si condivide che Arera abbia deciso di applicare il riconoscimento per ciascuna lettura di switch al numero totale di letture di switch dell'anno e non solo al delta incrementale rispetto all'anno base preso a riferimento. In merito al valore unitario del costo standard riconosciuto per ciascuna lettura di switch, poiché la riduzione proposta rispetto al valore attualmente riconosciuto risulta particolarmente rilevante, la scrivente suggerisce di prevedere un *decalage* al fine di raggiungere l'obiettivo proposto (0,5€/lettura di switch) a fine periodo.

8. Definizione dell'acconto per la copertura dei costi operativi connessi alle verificazioni periodiche previste dal decreto 93/17

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

R.11 Si apprezza la proposta di confermare anticipazioni in acconto per il triennio 2023-2025, seppure in misura ridotta rispetto al triennio precedente.

PARTE III

DISPOSIZIONI ULTERIORI IN MATERIA DI ONERI GENERALI GAS E FATTURAZIONE DELLE IMPRESE DI DISTRIBUZIONE

10. Componenti tariffarie ulteriori a copertura di oneri generali del sistema gas

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

R.13 La scrivente apprezza la proposta di Arera che ha l'obiettivo di modificare le disposizioni dell'articolo 73 della RTDG relative all'esazione delle componenti GS, RE, RS, UG1, UG2, UG3 a decorrere dal 1^a gennaio 2023 al fine anticipare i tempi di versamento alla CSEA e di liquidazione a favore dell'impresa distributrice (in funzione del segno del gettito della componente). Si condivide pertanto anche la necessità di rendere mensile tale rendicontazione verso CSEA (ora bimestrale) e, al fine di efficientare il processo si suggerisce a CSEA di prevedere un tracciato di upload di tutti i dati oggetto di dichiarazione, in sostituzione del data entry manuale.

11. Modalità e tempistiche di pagamento delle fatture di distribuzione

S14. 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.

Il Gruppo HERA osserva preliminarmente che, fino ad ora, le eventuali partite negative nei rapporti tra DSO e UdD, di consistenza comunque relativa, sono state regolate al più attraverso l'istituto della compensazione e, dunque, fino a concorrenza con le partite di credito di segno opposto. Ed inverso, la frequenza della ricorrenza di ammontari totali negativi delle fatture emesse dai DSO verso gli UdD è fenomeno sostanzialmente nuovo per il sistema, in quanto direttamente correlato alla peraltro recentissima situazione eccezionale del mercato del gas, e, più in generale, alla emergente situazione di povertà energetica cui si è inteso ovviare con interventi, anche di rango legislativo, che, se pur di natura eterogenea, rivestono comunque carattere di straordinarietà in quanto finiscono per stravolgere l'assetto fino ad allora vigente, e che si risolvono nella regolazione di componenti negative per i DSO di mai sperimentata consistenza, ma che comunque rimangono necessariamente "passanti" per tali soggetti.

Ne consegue allora che ogni intervento volto a mitigare le eventuali criticità finanziarie degli UdD (conseguenti alla riferita mancanza, nella regolazione, di un termine per la liquidazione di tali ammontari totali negativi a loro favore) non può certo impattare negativamente sull'equilibrio finanziario degli altri soggetti della filiera che si interpongono nei relativi flussi ed, in particolare, non può recare pregiudizio alla stabilità finanziaria dei DSO che, come peraltro noto a Codesta Autorità, è già sotto pressione a causa di una serie di interventi stratificatisi nel tempo; tale condizione di salvaguardia per il DSO non può in particolare essere garantita dall'orientamento, rappresentato nello Spunto di consultazione in esame, che correla il tempo di pagamento di tali partite unicamente alla

data di emissione della fattura da parte del DSO, senza tenere quindi in considerazione il fatto che tali importi siano già o meno nella disponibilità del DSO in quanto erogati da CSEA, e con il rischio dunque che il DSO sia chiamato ad “anticipare”, al limite di un mese, la liquidazione di dette partite agli UdD; si richiede pertanto che la liquidazione agli UdD degli importi in esame avvenga in tempi sostenibili per i DSO e dunque entro trenta giorni dalla intervenuta erogazione degli stessi da parte di CSEA.

Preme fare presente ad oggi che i sistemi informatici dei DSO non sono impostati per prevedere pagamenti nei confronti dei venditori, pertanto sarà necessario un certo lasso di tempo (dell'ordine di un paio di mesi) al fine di garantirne il loro adeguamento.