

COMMENTI E OSSERVAZIONI AL DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE 263/2021/R/GAS - SMART METERING GAS: REGOLAZIONE DEGLI OUTPUT E DELLA PERFORMANCE DEL SERVIZIO DI MISURA E DEGLI OBBLIGHI DI FATTURAZIONE. ORIENTAMENTI FINALI

Premessa (Q1)

Con il Documento per la Consultazione 263/2021/R/gas (di seguito: il Documento), l'Autorità presenta i propri orientamenti finali in merito agli interventi regolatori volti all'efficientamento del servizio di misura del gas naturale, con particolare attenzione al miglioramento della performance della raccolta del dato di misura tramite smart meter gas. Le proposte avanzate nel documento in esame permettono inoltre di superare le ambiguità che hanno finora caratterizzato la disciplina applicabile agli smart meter gas, in particolare in materia di messa in servizio, accessibilità e relativi indennizzi. L'esito della presente consultazione contribuirà quindi a meglio definire, rispetto alla situazione attuale, il complessivo quadro regolatorio relativo all'attività di misura del gas naturale, scindendo gli aspetti relativi alla performance (e.g. obiettivi, sanzioni in caso di loro mancato rispetto) dell'attività e degli strumenti di misura utilizzati dagli aspetti tariffari attinenti alle modalità di valorizzazione e riconoscimento in tariffa degli investimenti in tali strumenti, nonché da quelli legati alla loro installazione.

Più in dettaglio, con riferimento alla messa in servizio il regolatore propone l'introduzione di un termine massimo per la messa in servizio dei nuovi smart meter gas decorrente dal momento dell'installazione e una moratoria di 6 mesi per quelli già installati; decorsi tali termini, saranno applicabili le nuove disposizioni in materia di indennizzi ai clienti finali e utenti della distribuzione, la cui introduzione è una delle caratteristiche centrali della proposta avanzata dall'Autorità. Difatti, il regolatore intende prevedere un significativo aumento della frequenza di raccolta dei dati di misura rispetto agli obblighi correnti (portandola, sostanzialmente, a mensile) e una diminuzione dei tempi per la sua messa a disposizione e, al fine di incentivare gli operatori ad ottimizzare ancor più la propria performance in materia di raccolta così da rispettare tali nuovi obblighi, ritiene opportuno predisporre un robusto sistema di indennizzi automatici a favore dei clienti finali (frequenza letture effettive) e degli utenti della distribuzione (qualità del dato e puntualità messa a disposizione dello stesso), replicando in parte anche nel settore del gas naturale quanto previsto in materia di misura nel settore dell'energia elettrica, senza però considerare pienamente le profonde differenze, in primis tecnologiche, tra i due settori.

A2A, infatti, pur ritenendo astrattamente corretto l'obiettivo di migliorare ulteriormente il processo di raccolta e messa a disposizione dei dati di misura agendo sulla performance del parco smart meter gas, sottolinea l'importanza di calare tale obiettivo nella realtà operativa che caratterizza l'attività stessa che, per quanto ora di interesse, è caratterizzata dalla **(i)** forte incognita del futuro delle tecnologie di telecomunicazione oggi utilizzate dagli smart meter gas dotati di SIM, dato che il loro phase-out - anche se progressivo - causerà (e in parte sta già causando) non pochi disservizi ai distributori gas, **(ii)** localizzazione fisica degli apparecchi, anche smart, e dall'impatto che ciò, insieme con la contrazione dei tempi per la messa a disposizione del dato di misura prospettata nel documento, ha sulla fattibilità di eventuali piani di recupero delle letture non acquisite da remoto e **(iii)** vita utile residua media del parco smart meter gas oggi esistente e dalle rilevanti minusvalenze

che si avrebbero nel caso il quadro regolatorio applicabile – come pare questo il caso – lasci ben poche alternative rispetto alla sostituzione massiva degli apparecchi che presentano problemi di telecomunicazione, soluzione che – al netto dell’onerosità per gli operatori e per il sistema nel suo complesso – non garantisce peraltro l’assoluta certezza di risoluzione del problema e, infine, **(iv)** limitata durata della batteria che alimenta lo smart meter gas, differenza tecnologica fondamentale rispetto al settore elettrico.

Le proposte avanzate nel documento in esame non paiono tener pienamente conto di tali criticità dato che, non considerando le criticità di cui ai punti **(i)** e **(ii)**, si intende eliminare qualsivoglia causa di esenzione dal riconoscimento degli indennizzi automatici senza introdurre, come adeguato contrappeso, soluzioni - anche strutturali - volte a incentivare la collaborazione del cliente finale¹. Restano inoltre irrisolte le criticità di cui ai punti **(iii)** e **(iv)** che richiederebbero un intervento in materia tariffaria volto a riconoscere tali costi la cui insorgenza non è completamente attribuibile agli operatori, quanto piuttosto – come ampiamente noto - alla tecnologia che gli stessi si sono trovati a dover utilizzare, specie nei primi anni successivi all’introduzione degli obblighi di sostituzione massiva. In materia, si ricorda come già più volte sia stata sottolineata, da parte degli operatori, l’incongruenza di fissare una vita utile pari a 15 anni per un apparecchio come lo smart meter gas (tecnologia GPRS) la cui batteria, anche in condizioni ottimali di installazione e utilizzo, non può ragionevolmente durare tale numero di anni, costringendo l’operatore a dover decidere se (a) sostituire l’apparecchio non completamente ammortizzato e sopportare la conseguente minusvalenza e perdere, dal punto di vista tariffario, le rimanenti quote di ammortamento e la remunerazione del capitale residuo o (b) sostituire la batteria sostenendo dei costi operativi oggi non coperti dal sistema tariffario, cosa che rende tale operazione – anche ove tecnicamente possibile (e.g. misuratori di grande calibro o di piccolo calibro posizionati in luoghi liberamente e facilmente accessibili) – non economicamente sostenibile. Infine, il combinato disposto del proposto sistema di indennizzi, potenzialmente molto elevati, la riduzione dei tempi per la messa a disposizione del dato e i vincoli tariffari appena ricordati lascia ben poco spazio agli operatori per poter strutturare dei piani efficaci di recupero delle letture effettive (il cui aumento dovrebbe essere l’obiettivo ultimo dell’intervento), valorizzando così al massimo il parco misuratori e le strutture operative esistenti, spingendoli piuttosto verso la scelta di sostituire i misuratori con telelettura non funzionante, con un aggravio complessivo di costi per il sistema.

Messa in servizio degli smart meter (Q2)

Anche alla luce di quanto richiamato nel precedente paragrafo e considerando la forte discontinuità che le proposte avanzate determinerebbero sull’operatività del distributore – e anche degli altri attori della filiera – si ritiene opportuno prevedere una maggiore progressività nella decorrenza delle nuove disposizioni.

¹ Ad esempio: (i) sistema regolatorio incentivante la centralizzazione, anche a livello di piano, dei misuratori gas, sulla falsariga di quanto previsto per le c.d. “colonne montanti vetuste” nel settore elettrico. (ii) Esenzione dal pagamento degli indennizzi relativi alla periodicità della raccolta del dato di misura qualora non sia stato possibile eseguire attività di manutenzione/sostituzione del misuratore per cause dipendenti dal cliente.

In particolare, si ritiene necessario estendere la moratoria di cui al punto ii della proposta di art. 1 di cui al documento in esame² di ulteriori sei mesi oltre a quelli già proposti, così da garantire agli operatori un'adeguata finestra temporale per realizzare le possibili attività di ripristino della piena funzionalità dei misuratori coinvolti (in particolare, della telelettura). Si sottolinea che alcuni operatori avevano già previsto, in via volontaria, di eseguire un "piano di recupero" con le stesse finalità appena indicate, la cui esecuzione, tuttavia, è stata pesantemente inficiata dall'emergenza sanitaria che ha caratterizzato – e caratterizza tutt'ora – gli ultimi anni, impedendo per buona parte del 2020 interventi in presenza presso i clienti finali. Infine, per facilitare l'applicazione di tale disposizione e renderne univoco il perimetro, è opportuno specificare che tale moratoria è relativa agli smart meter gas che il distributore, alla data di entrata in vigore del provvedimento finale che seguirà la presente consultazione, ha classificato con telelettura non funzionante.

Allo stesso tempo, anche in ottica di bilanciamento di interessi tra clienti finali ed operatori, si ritiene opportuno concedere a quest'ultimi un adeguato periodo temporale per permettere loro di attuare le indispensabili modifiche organizzative e tecniche necessarie per la concreta applicazione delle nuove disposizioni in materia di frequenza di raccolta dati, messa a disposizione degli stessi ed erogazione degli indennizzi. Si propone, a tal proposito, di far decorrere le novità regolatorie almeno un bimestre dopo l'adozione del provvedimento finale e di prevedere l'avvio del sistema degli indennizzi finali solo a valle di un congruo periodo di monitoraggio, pari ad almeno 1 anno, della performance nell'ambito delle nuove regole in discussione.

Raccolta delle misure nei punti di riconsegna dotati di smart meter (Q3, Q4)

A2A riconosce i vantaggi che il sistema nazionale gas otterrebbe da una frequenza di raccolta dati mensile anche per gli smart meter gas di calibro inferiore a G10, ma ritiene eccessivamente oneroso l'eventuale recupero anche del dettaglio giornaliero per tali misuratori. Di conseguenza, l'impostazione generale proposta dall'Autorità – raccolta mensile senza dettaglio giornaliero onde rilevare il prelievo realizzato fino all'ultimo giorno gas del mese di riferimento – appare essere un adeguato compromesso tra le esigenze dei soggetti coinvolti.

Con riferimento ai punti dotati di uno smart meter gas di calibro inferiore a G10 e consumi annui inferiori o uguali a 5.000 Smc, si apprezza la proposta di prevedere la possibilità di raccolta dati in un intervallo temporale calcolato a partire dall'ultimo giorno gas del mese di riferimento. Tuttavia, considerando anche le proposte in materia di messa a disposizione dei dati e indennizzi automatici, si propone di prevedere una finestra temporale "interna" rispetto al mese di riferimento, ad esempio -6gg – 0 rispetto all'ultimo giorno gas del mese di riferimento. Tale proposta, oltre a garantire al distributore un adeguato periodo temporale per tentare ulteriori azioni di recupero del dato di misura effettivo entro il termine per la sua messa a disposizione, in coerenza con l'obiettivo del

²**Arti 1 - messa in servizio degli smart meter**

ii. Nei casi di smart meter che, alla data di entrata in vigore del presente provvedimento, risultano classificati dall'impresa di distribuzione nelle comunicazioni all'Autorità come misuratori tradizionali, le disposizioni di cui all'articolo 14bis del TIVG e all'articolo 17 del TIF si applicano entro 6 mesi dall'entrata in vigore del provvedimento.

documento, non avrebbe impatti rilevanti sugli altri attori del sistema³.

In ogni caso, si ritiene opportuno effettuare ulteriori approfondimenti - anche e soprattutto con gli enti tecnici⁴ - al fine di verificare la necessità di eventuali interventi sul software dei misuratori finalizzati a rendere concretamente implementabili le proposte in materia di frequenza della raccolta del dato di misura alle scadenze stabilite. In caso di necessità di intervento, infatti, si dovrebbe valutarne l'opportunità considerando, da una parte, l'impatto sulle batterie e i costi sorgenti e le modalità di loro riconoscimento e, dall'altra, l'opportunità di attendere la sostituzione del misuratore.

Infine, si ritiene opportuno approfondire attentamente gli impatti delle proposte appena analizzate sui costi di telelettura e telegestione degli smart meter gas (c.d. TEL/CON), riconosciuti a piè di lista entro un tetto decrescente fino al 2022 e successivamente tramite un riconoscimento di tipo parametrico, nonché su quelli relativi al traffico dati, già inclusi parametricamente nelle tariffe di riferimento della misura gas che, però, ad oggi sono basate sui dati economici relativi al 2018 e, quindi, potrebbero non riflettere correttamente l'aggravio dovuto all'aumento della frequenza della raccolta del dato e al correlato aumento del traffico dati.

Messa a disposizione dei dati di misura (Q7)

Si ritiene che la proposta di contrazione dei tempi per la messa a disposizione dei dati di misura (dal 6° giorno lavorativo del mese M+1 al 5° e, in seguito, al 4°) abbia un impatto molto rilevante sui distributori di gas naturale che, per rispettare tali tempistiche, dovranno rivedere approfonditamente le proprie procedure interne, dotazioni tecnologiche e di personale con un aggravio in termini di costi operativi e di capitale che, ad oggi, non verrebbe in alcun modo intercettato dal sistema tariffario in vigore⁵. Inoltre, come già evidenziato nei paragrafi precedenti, tale contrazione renderebbe molto difficile, se non impossibile, predisporre ed eseguire azioni di recupero, già particolarmente complesse a causa dell'eterogeneità del parco misuratori⁶, volte a raccogliere in campo il dato di misura rilevato da smart meter gas per cui il recupero da remoto, per qualunque

³ In particolare, coinvolgendo clienti finali con smart meter < G10 e, soprattutto, CA ≤ 5.000 Smc/anno e quindi soggetti ad una frequenza di fatturazione **diversa da quella mensile**, la proposta non avrebbe impatti sulla modalità di fatturazione dei venditori, con potenziali effetti finanziari negativi dato che per tali clienti finali sarebbe sempre possibile includere nella relativa bolletta la stima dei consumi effettuati dei giorni (max 6) tra la data della misura effettiva e l'ultimo giorno gas del mese di riferimento, normalmente considerato dai venditori gas come ultimo giorno di consumo considerato nella bolletta. Inoltre, bisogna considerare che i clienti finali godrebbero comunque del rilevante beneficio di avere una fatturazione basata su un numero di letture effettive - e quindi maggiormente precisa - molto superiore alla situazione attuale.

⁴ i.e. UNI e CIG, per quanto di rispettiva competenza.

⁵ Si tratterebbe per lo più di costi operativi (personale, servizi) riconosciuti parametricamente in tariffa e di costi di capitale rientranti nel c.d. capitale centralizzato.

⁶ Il parco smart meter è difatti costituito da strumenti realizzati da diversi produttori e con caratteristiche tecniche diverse (i.e. software, interfacce ecc.). Di conseguenza, implementare soluzioni automatizzate (es. recupero sul posto della lettura di fine mese con sonda) è molto complesso e, in particolare, lo è rispetto al settore elettrico, dove il parco misuratori è sostanzialmente monomarca.

ragione, non abbia avuto successo. Infatti, per poter realizzare un'operazione strutturata di recupero delle letture in campo, sarebbe necessario distribuire i giorni di lettura su tutto il mese, ma ciò, dovendo mettere a disposizione le letture entro il 5° e, a tendere, 4° giorno lavorativo del mese M+1, sarebbe particolarmente complesso. Inoltre, aggiungendo a quanto appena detto la proposta di non considerare valido il tentativo di lettura fallito per "causa terzi" (caso di particolare rilievo ove non fosse possibile accedere al misuratore nemmeno per la manutenzione), il rischio di mancato rispetto degli obiettivi di performance – e di doverne sopportare il relativo onere – sarebbe eccessivamente elevato. A fronte di tale rilevante impatto per gli operatori della distribuzione, si avrebbe in ogni caso un beneficio modesto per i venditori di gas naturale, che potrebbero anticipare di 1-2 giorni il proprio calendario di fatturazione e che verrebbe comunque ampiamente compensato dal forte aumento di letture effettive su cui basare la fatturazione stessa.

In materia si ritiene quindi utile effettuare un confronto con il settore elettrico, come peraltro fatto in più occasioni nel documento in analisi, dato che, al netto di alcune rilevanti differenze tecniche (prima tra tutte l'alimentazione e le tecnologie di comunicazione) gli smart meter gas attualmente in esercizio possono essere paragonati, a livello di funzionalità, agli smart meter elettrici 1G per utenti con potenza inferiore a 55 kW (i.e. gestiti a fasce). Per questi ultimi, la regolazione vigente in materia di messa a disposizione del dato di misura fissa un termine al 20° giorno solare del mese M+1, nettamente maggiore rispetto a quello in vigore nel settore del gas naturale (e che si propone di restringere ulteriormente). Alla luce di ciò, e considerando che i dati di misura di clienti di piccola dimensione hanno una bassa rilevanza per il sistema⁷ e che, al contrario, la loro raccolta nei tempi proposti nel documento in commento comporterebbe uno sforzo notevole da parte degli operatori, si propone di valutare la possibilità di prevedere tempistiche distinte, anche oltre il 6° giorno lavorativo del mese M+1, per la messa a disposizione dei dati di misura delle diverse categorie di utenza.

Ad ogni modo, si sottolinea la stretta relazione che lega la proposta in esame con la proposta avanzata in precedenza in materia di periodo temporale (-6 – 0) entro cui poter recuperare il dato di misura relativo a pdr dotati di smart meter gas di calibro inferiore a G10 e consumi annui inferiori o uguali a 5.000 Smc e con il dimensionamento degli indennizzi, trattato nei paragrafi seguenti.

Indennizzi automatici a carico delle imprese di distribuzione in favore dei clienti finali (Q8-Q11)

A2A condivide l'impostazione adottata dall'Autorità per ri-disegnare il meccanismo di indennizzi automatici riconosciuti ai clienti finali, anche se non ne condivide alcuni aspetti attuativi.

In particolare, si condivide a pieno la proposta, che riprende alcune osservazioni avanzate dalla scrivente Società nelle precedenti consultazioni, di prevedere un meccanismo finalizzato al riconoscimento parziale dei costi per indennizzi di mancata lettura per punti con smart meter di classe G4 e G6, fino ad un livello di insuccesso fisiologico predefinito. Tuttavia, non risulta chiara la

⁷ I clienti finali con consumi annui fino a 480 Smc rappresentano il 49% dei gruppi di misura al 31.12.2020, ma solo il 6,12% dei prelievi del medesimo anno.

modalità con cui si intende fissare tale livello fisiologico e la sua evoluzione nel tempo, nonché il floor ad esso correlato, anche alla luce delle note criticità in tema di reti di telecomunicazione e delle rilevanti novità in materia di frequenza della raccolta del dato di misura, elemento quest'ultimo direttamente correlato al numero dei potenziali indennizzi e, quindi, all'onere in capo all'operatore. A tal proposito, in considerazione del potenziale forte impatto sugli operatori, come già anticipato nei precedenti paragrafi si ritiene quanto mai necessario operare con la dovuta progressività, così come normalmente è avvenuto anche in altri settori in caso di rilevanti modifiche del quadro regolatorio applicabile. In particolare, all'introduzione dei nuovi obblighi in materia di frequenza di raccolta dati dovrebbe far seguito un congruo periodo di monitoraggio delle performance sotto tali nuovi – e più pressanti – vincoli così da poter fissare, per ciascun operatore⁸, la corretta soglia di insuccesso fisiologico con la necessaria precisione. Successivamente a tale fase, decorreranno gli obblighi in materia di riconoscimento degli indennizzi automatici a favore dei clienti sulla base di meccanismi definiti sin dal provvedimento finale che seguirà l'attuale consultazione e, pertanto, già noti agli operatori. Si ritiene che un periodo congruo di osservazione delle performance effettive sotto i nuovi vincoli regolatori debba essere almeno di 1 anno, durante il quale potrebbe continuare ad essere applicata la corrente regolazione in materia di indennizzi ai clienti finali.

Inoltre, si ritiene che il meccanismo, così come strutturato da un punto di vista operativo, restituisca dei risultati contraddittori rispetto alle premesse alla base dello stesso. In particolare, se la percentuale ipotizzata nel documento rappresenta la quota di smart meter gas fisiologicamente non raggiungibili, tipicamente per problemi della comunicazione da remoto, è allora probabile che, nel caso estremo⁹ e a regime, sarà necessario riconoscere ai clienti finali titolari dei pdr presso cui sono installati tali smart meter gas 6 indennizzi. In questo caso, l'elemento IND¹⁰ del meccanismo di ristoro sarà pari a 0 e, essendo sempre minore del valore di 1 indennizzo per ciascuno dei clienti in esame¹¹, anche il ristoro al distributore sarà pari a 0, risultato in evidente contraddizione con il riconoscimento dell'esistenza di una quota di misuratori fisiologicamente non raggiungibili ed eccessivamente penalizzante per gli operatori. Si propone, quindi, di calcolare l'elemento IND come la somma dei primi 3 indennizzi riconosciuti a ciascun cliente finale.

Si ritiene altresì opportuno individuare il numero medio di mancate letture effettive relative alla quota parte del parco smart meter gas fisiologicamente non raggiungibili e di considerarlo nella formulazione del meccanismo, aggiungendo tale dato al prodotto tra indennizzo unitario (V_{ind}), numero di clienti con smart meter gas G4/G6 (N) e tasso di insuccesso fisiologico (IF). Tale dato

⁸ Come peraltro avviene in svariati meccanismi incentivanti output-based, come ad esempio i recuperi di continuità (EE) o di sicurezza (GAS), nel cui ambito è di grande rilevanza fornire all'operatore il giusto incentivo al miglioramento, tenendo però conto delle peculiarità del territorio servito e, nel caso in esame, della tecnologia, anche di trasmissione dati, utilizzata (la cui scelta è ed è stata obbligata).

⁹ Ad esempio, si tratta di smart meter gas installati in posizioni non accessibili su cui, in mancanza della collaborazione del cliente finale, non è possibile intervenire con azioni di recupero o sostituzione.

¹⁰ IND_i è la somma degli indennizzi, in euro, riconosciuti al cliente finale i , del sottoinsieme di clienti finali m a cui sono stati riconosciuti fino a 3 indennizzi.

¹¹ $N * IF * V_{ind}$, i.e. 1 indennizzo per la quota fisiologia di misuratori non raggiungibili del parco smart meter gas

potrà essere definito in esito al periodo di monitoraggio che, nella proposta della scrivente società, dovrebbe seguire l'adozione del nuovo quadro regolatorio.

Sempre con riferimento al meccanismo di parziale ristoro degli indennizzi, A2A non trova giustificabile applicare un elemento "alfa" inferiore all'unità, slegato da qualsivoglia indicatore di performance, finalizzato a decurtare il ristoro riconoscibile al distributore. Tale formulazione, tipica in meccanismi di ristoro di crediti non riconosciuti o oneri sostenuti per specifiche attività¹², non trova giustificazione nel contesto di una regolazione incentivante il miglioramento di una performance tecnica. Si richiede, quindi, di eliminarlo dalla versione finale del meccanismo.

Dal punto di vista tecnico invece si precisa che i dati del monitoraggio utilizzati ai fini della determinazione della "soglia fisiologica" riportati nella nota 6 di pagina 20 non fanno riferimento alla totalità delle aziende e che comunque sono rilevati sulla base di punti che comunicano da almeno 30 giorni o più, ma per raggiungere la performance indicata nel documento in analisi tale livello di comunicazione non è sufficiente in quanto per avere una lettura nel range indicato è necessario che il punto comunichi almeno ogni 7 giorni. Il numero di punti con comunicazione "instabile" non è quindi stato valutato e, soprattutto, lo sforzo necessario per renderli "stabili" potrebbe essere troppo oneroso, soprattutto nei punti dove tale livello è causato da una scarsa qualità di comunicazione dipendente dagli operatori TELCO.

Infine, A2A non condivide la proposta avanzata dall'Autorità di rendere non applicabili alle fattispecie oggetto del documento in analisi le normali cause di esenzione dal riconoscimento degli indennizzi automatici ai clienti finali dato che ciò potrebbe determinare una completa deresponsabilizzazione del cliente finale, eventualità estremamente negativa per il sistema gas. Al fine di evitare tale non desiderabile situazione, si reputa opportuno prevedere adeguati incentivi anche in capo al cliente finale prevedendo in particolare, come anticipato in precedenza, che il distributore di gas naturale sia esentato dal riconoscimento degli indennizzi per mancata raccolta del dato di misura per 3 (e successivamente 2) mesi consecutivi qualora, per causa attribuibile al cliente finale, non sia stato possibile effettuare i necessari interventi di manutenzione/sostituzione dello strumento di misura installato sul pdr nella sua titolarità.

Indennizzi a carico delle imprese di distribuzione in favore degli utenti della distribuzione (Q12 – Q17)

A2A ritiene valide anche con riferimento agli indennizzi da riconoscere agli utenti della distribuzione le motivazioni sottostanti alla richiesta di prevedere un necessario periodo di monitoraggio della performance sotto i nuovi vincoli regolatori proposti dal documento in esame. A supporto di quanto appena detto, si evidenzia che i livelli obiettivo proposti nel documento in esame derivano da analisi dei dati oggi disponibili che, tuttavia, fanno riferimento ad un sistema di obblighi regolatorio differenti rispetto a quelli proposti¹³.

¹² E.g. meccanismo di riconoscimento dei crediti relativi a OGS/oneri di rete non altri recuperabili; oneri legati alle attività del Default Gas

¹³ E.g. il livello del 98% che si propone di considerare come obiettivo per la messa a disposizione dei dati di misura entro

Inoltre, fermo restando quanto sopra, si ritiene opportuno definire gli obiettivi minimi di puntualità e qualità del dato, nonché le modalità di calcolo degli indennizzi dovuti, adottando un approccio maggiormente proporzionale e progressivo.

In particolare, per quanto riguarda il rispetto degli obblighi di puntualità di messa a disposizione dei dati di misura, sarebbe opportuno mantenere l'impostazione graduale che già caratterizza il meccanismo attualmente in vigore, così da mantenere l'incentivo, per il distributore mettere a disposizione, nel minor tempo possibile, l'intero set di dati di misura, incentivo che sarebbe molto attenuato in caso di un meccanismo di tipo "on/off".

Similmente, con riferimento al meccanismo relativo alla qualità del dato si ritiene opportuno prevedere che il rispetto dell'obiettivo minimo applicabile in caso di smart meter gas di calibro maggiore di G10 non sia valutato con riferimento ai misuratori che presentano il 100% di letture effettive, ma con riferimento a quelli che presentano una percentuale di 95-97% così da meglio graduare l'onere in capo al distributore rispetto al danno effettivamente causato al venditore e al cliente finale.

Con riferimento alla valutazione della performance rispetto agli obiettivi minimi previsti, sarebbe altresì opportuno prevedere meccanismi specifici per escludere dal calcolo degli indicatori di performance determinati periodi temporali caratterizzati da condizioni eccezionali, causate ad esempio da malfunzionamenti dei sistemi di telecomunicazione o dei sistemi informativi oppure dai sempre più frequenti attacchi informatici¹⁴.

A2A, infine, apprezza e condivide che la gestione del sistema di indennizzi sia affidata centralmente dalla Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali – CSEA.

Innovazione dello Smart Metering Gas

A2A condivide in pieno l'opportunità di realizzare sperimentazioni finalizzate a testare sul campo le funzionalità che caratterizzeranno la prossima generazione di smart meter gas così da avere una visione fondata sui dati raccolti di quali di esse possano effettivamente fornire valore ai clienti finali e, quindi, essere inserite nei futuri requisiti minimi di tali apparecchi.

Anche alla luce di quanto evidenziato in precedenza, si ritiene utile ampliare la sperimentazione anche alle modalità innovative di trasferimento dei dati, vero vulnus dell'attuale generazione di smart meter gas.

i tempi previsti deriva dall'analisi delle performance in un quadro regolatorio che prevede la messa a disposizione entro il sesto giorno lavorativo, mentre nel documento si propone di portare tale termine al quinto e, successivamente, al sesto.

¹⁴ Come ad esempio previsto nel caso delle performance degli smart meter 2G (EE), cfr. determina 7/2019 DIEU

Data la rilevanza dell'argomento, A2A si augura che sia possibile dotare il progetto di risorse adeguate e portare il budget ipotizzato almeno a € 35-40 milioni¹⁵.

¹⁵ Anche se si apprezza lo sforzo fatto, € 20 mln rappresentano comunque solo circa 200.000 misuratori G4 equivalenti, quindi una frazione molto bassa e nell'intorno dell'1% del parco misuratori gas esistente.