

Onorevole

**Autorità di Regolazione per Energia Reti
e Ambiente**
**Direzione Mercati Retail e Tutele dei
consumatori di energia;**
**Direzione Infrastrutture Energia e
Unbundling**
Piazza Cavour 5, 20121, Milano

Roma, 20 agosto 2021

**Oggetto - Osservazioni IGAS al documento di 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**

IGAS provvede a trasmettere in allegato le osservazioni di carattere generale e puntuale al documento di consultazione (DCO) di cui in oggetto. In considerazione della rilevanza e dell'articolazione dei temi trattati nel DCO si riterrebbe particolarmente utile, e si richiede, che, in esito all'analisi delle osservazioni ricevute, l'Autorità possa convocare un momento di confronto con le associazioni degli operatori, quale prosecuzione e completamento del tavolo tecnico tenuto il 30 ottobre u.s., prima dell'adozione del provvedimento che farà seguito alla consultazione.

Si rimane a disposizione per eventuali chiarimenti.

Con il massimo riguardo,

Il Direttore Generale
(Giuseppe Venditti)

Allegato - Osservazioni IGAS al documento di 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

OSSERVAZIONI DI CARATTERE GENERALE

IGAS, pur comprendendo la volontà del Regolatore nel completamento del passaggio ai sistemi di misura *smart* nel settore del gas, già avviate con i precedenti documenti di consultazione (DCO) 487/2019/R/gas e 570/2018/R/gas e apprezzando l'impostazione costruttiva con cui ARERA ha anticipato alle imprese le proprie ipotesi di modifica della regolazione, che sono state poi oggetto di confronto durante il tavolo tecnico del 30 ottobre 2020 con le associazioni degli operatori del settore gas, esprime perplessità in merito ad alcuni degli orientamenti presentati dall'Autorità nel DCO 263/2021/R/gas (di seguito anche solo "DCO" o "Documento").

Sebbene, infatti, risultino comprensibili, e in buona parte condivisibili gli obiettivi esposti nel Documento, in particolar modo la promozione dell'efficienza del servizio di misura, lo sviluppo di un sistema di rilevazione delle misure sempre più automatizzato e l'aumento della disponibilità di dati precisi di consumo, si ritiene molto importante che gli stessi obiettivi vengano declinati e tradotti in misure che tengano conto delle sostanziali differenze tra settore gas ed elettrico - sia in termini di caratteristiche tecnologiche dei contatori *smart* (in particolare gli aspetti connessi all'alimentazione dei dispositivi e alle tecnologie di telecomunicazione impiegate), che di dinamiche evolutive dei comparti¹ - nonché contemplino utilizzi degli *smart meter* (SM) coerenti con le loro caratteristiche tecniche, da cui dipende anche la loro vita utile (in considerazione delle difficoltà operative e dei costi per la sostituzione della sola batteria), evitando di

¹ È bene ricordare che nel settore elettrico lo SM è stato introdotto e implementato da un primario operatore della distribuzione ben prima che venissero definiti obblighi e *standard* per la telelettura, aspetti subentrati solo successivamente e quando ormai il processo di messa a regime dello SM era già in fase avanzata. Nel settore gas si è invece seguito un percorso diverso, introducendo gli obblighi di installazione e messa in servizio prima dell'avvio del *roll-out* massivo e solo pochi mesi dopo l'arrivo sul mercato dei primi prototipi di SM gas. Il settore della distribuzione gas, a differenza del corrispondente comparto elettrico, è inoltre caratterizzato dalla presenza di numerosi operatori, circostanza che ha richiesto, e richiederà ancora per qualche tempo, maggiori sforzi di coordinamento per raggiungere una maturazione e un completo consolidamento tecnologico degli apparati di misura *smart*.

introdurre eccessive complessità gestionali laddove il beneficio atteso risulti di modesta entità.

Ciò premesso, si esprime perplessità in relazione a taluni degli interventi e dei meccanismi prospettati nel DCO che sembrano declinare in maniera alquanto differente alcuni importanti aspetti dell'evoluzione regolatoria che era stata annunciata in occasione del predetto tavolo tecnico del 30 ottobre 2020 (e in relazione ai quali, come è illustrato più nello specifico in risposta ai singoli spunti per la consultazione e nelle risposte delle imprese associate 2i Rete Gas S.p.A ed Edison S.p.A., si riterrebbero opportune altre soluzioni). Con riferimento, ad esempio, alle caratteristiche del sistema di riconoscimento parziale dei costi sostenuti dalle imprese di distribuzione per indennizzi di mancata lettura, sembra, infatti, esservi stato un considerevole depotenziamento del meccanismo rispetto a quanto era stato prospettato in occasione del tavolo tecnico, quando era stato prefigurato un meccanismo che avrebbe dovuto mantenere “neutro” – entro un certo livello il distributore rispetto a problemi fisiologici di raggiungibilità degli SM, restituendo *“al DSO gli indennizzi erogati ai clienti finali fino al livello di tasso “fisiologico””* con il predetto livello che *“può ridursi nel tempo al fine di incentivare i DSO al miglioramento della performance”*. In quella sede, sembrava che fosse stato finalmente compreso e assodato che vi è un tasso “fisiologico” di mancata telelettura del parco degli SM dipendente da fattori non riconducibili alle capacità e alla *performance* dell'impresa di distribuzione. Come si è ricordato in occasione dell'invio dei contributi a seguito del predetto tavolo tecnico dell'ottobre scorso, tali fattori sono riconducibili alla collocazione del misuratore in posizioni più penalizzate in termini di raggiungibilità del segnale di rete mobile e sono acuiti dagli interventi di ri-pianificazione della rete stessa effettuati dagli operatori di telefonia mobile successivamente all'installazione dello SM, dalla mancata accessibilità fisica dei punti di riconsegna (pdr) ai fini di eventuali interventi di manutenzione o sostituzione sui contatori e dall'eventuale assenza di collaborazione da parte del cliente per consentire all'impresa di distribuzione di accedere

ai locali dove è collocato il *meter*. L'impatto delle predette problematiche è peraltro destinato a crescere nei prossimi anni in conseguenza del progressivo *phase out* delle reti di telecomunicazione 2G e 3G, come già segnalato dalle imprese di distribuzione e dalle loro associazioni da ultimo con la nota interassociativa dello scorso 18 maggio, e a causa dell'evoluzione delle politiche di ri-pianificazione della copertura delle reti da parte degli operatori di telefonia mobile, modifiche che già attualmente stanno peggiorando la copertura di rete in talune aree del Paese.

Non si comprendono, pertanto, le ragioni per cui nel definire le caratteristiche del meccanismo di compensazione degli indennizzi si ipotizzi adesso un'impostazione che lascia scoperto il distributore per una parte, che può anche essere consistente, degli indennizzi corrispondenti al livello "fisiologico" ipotizzato. Ciò, per effetto dell'introduzione, nelle formule, di fattori e coefficienti che riducono l'importo da restituire al distributore sulla base di asserite logiche incentivanti, la cui finalità, tuttavia, risulta già adeguatamente garantita dalla prospettata riduzione nel tempo del tasso fisiologico ipotizzato.

Preme, pertanto, ricordare, per garantire un'opportuna declinazione della finalità operativa volta a "*coordinare la regolazione degli indennizzi automatici nei settori dell'energia elettrica e del gas naturale*" che l'infrastruttura di *smart meter* gas è caratterizzata da tecnologie diverse rispetto a quella elettrica, con particolare riferimento alle tecnologie di comunicazione e di alimentazione. In particolare, lo SM elettrico utilizza la trasmissione via cavo (sino ai concentratori) e acquisisce l'alimentazione direttamente dalla rete elettrica, mentre dallo *smart meter* gas è necessario utilizzare la trasmissione radio o GPRS con alimentazione tramite una batteria installata nel *device*. Tali differenze rendono al momento inevitabilmente più flessibile e favorita, in termini di *performance*, l'infrastruttura di *smart metering* utilizzata nel settore elettrico, sebbene gli operatori del settore gas, nel perseguire l'obiettivo di ottimizzazione del servizio reso e dell'investimento effettuato, stiano producendo importanti sforzi, confermati da un sensibile miglioramento delle

performance dell'infrastruttura. Alla luce di quanto appena evidenziato, si ritiene che tali peculiarità e differenze tecnologiche debbano essere tenute in dovuta considerazione nella definizione delle disposizioni specifiche di settore. Considerato anche che, quantomeno con riferimento ai G4 e G6, si è ancora in una fase di consolidamento del sistema di *smart metering* del primo *roll out*, e che ci vorrà ancora qualche anno per giungere ad una situazione di pieno regime, le nuove regole che saranno adottate dovrebbero essere contraddistinte da forme di gradualità applicativa. Pertanto, talune delle evoluzioni regolatorie prospettate (come sarà più dettagliatamente specificato in risposta ai singoli spunti di consultazione e nelle risposte delle singole imprese associate ad IGAS), ma anche eventuali funzionalità aggiuntive per lo *smart metering* gas, potrebbero essere introdotte in un orizzonte di più lungo periodo a valle del consolidamento e del raggiungimento di una maggiore stabilità del sistema di *smart metering* gas nel suo complesso e con riferimento ad una seconda generazione di SM successiva rispetto a quelli attualmente montati in campo.

Si ritiene inoltre, che per il raggiungimento degli obiettivi illustrati in questa consultazione sia anche necessario mettere a disposizione degli Utenti della Distribuzione (UdD) e degli Utenti del Bilanciamento (UdB) il corredo informativo di ciascun PdR in particolare l'informazione riguardante la tipologia di misuratore installato in maniera accurata ma soprattutto con valenza certificata. A tale proposito si auspica che, come illustrato nel DCO stesso, il Registro Centrale Ufficiale gestito dal Sistema Informativo Integrato (SII), in seguito anche alla definizione del nuovo flusso per la gestione della sostituzione del misuratore, garantisca la correttezza del contenuto informativo a favore del raggiungimento di una buona qualità dei servizi di distribuzione e di misura e più in generale del funzionamento del mercato del gas.

OSSERVAZIONI DI CARATTERE PUNTUALE

Q1. Si condividono gli obiettivi dell'intervento? in particolare, si riterrebbe maggiormente opportuno perseguire invece l'obiettivo di consentire la raccolta dei dati di misura svincolandosi dalla fine del mese (i.e.: lettura rolling), come discusso nell'ambito del tavolo tecnico del 30 ottobre 2020?

Si comprendono e, in linea generale, si condividono gli obiettivi dell'intervento esposti al capitolo 9 del documento di consultazione, fermo restando quanto anticipato nelle Osservazioni di carattere generale, e non si ritiene opportuno che in questa fase venga introdotta la lettura *rolling*.

Q2. Si condivide la tempistica entro cui tutti gli smart meter già installati siano da considerarsi in servizio ai sensi delle direttive recanti funzionalità e requisiti? Si ritiene adeguato il periodo transitorio indicato?

In accordo con il Documento, si ritiene opportuno prevedere una stretta correlazione tra l'installazione e la messa in servizio degli *smart meter* gas. Tuttavia, tenuto conto della necessità di verificare - prima della messa in servizio - la possibile sussistenza delle problematiche che potrebbero condurre ad una comunicazione non stabile e continuativa, la tempistica prevista dal Regolatore per la messa in servizio degli SM di classe G4-G6 andrebbe fissata in non meno di 6 mesi dall'installazione.

Inoltre, pur capendo le ragioni per le quali l'Autorità prospetta il superamento della possibilità di riclassificare lo SM a contatore tradizionale, preme ricordare che tale strumento ha consentito alle imprese di distribuzione di far fronte a situazioni particolarmente problematiche di comunicazione dello SM da remoto in modo stabile e continuativo per ragioni non riconducibili al distributore stesso. Si fa riferimento, in particolare, a quelle circostanze per cui l'ostacolo alla stabilità e continuità della telelettura dipende dall'assenza o dalla modifica della copertura di rete da parte delle società di telecomunicazione e non è nemmeno possibile raccogliere la misura in campo

con l'operatore a causa della non accessibilità fisica del misuratore e della mancata collaborazione del cliente finale nel concedere l'accesso al contatore per la sostituzione - qualora vi sia un altro operatore di telefonia mobile che possa fornire copertura di rete in quell'area - della sola SIM (ove ciò sia possibile tecnicamente) o dell'intero *smart meter* (nei casi in cui la sostituzione della sola SIM non sia tecnicamente possibile) oppure in analoghe situazioni nelle quali il cliente finale non concede l'accesso al contatore inaccessibile fisicamente all'impresa di distribuzione per l'effettuazione di interventi di manutenzione/sostituzione dello SM malfunzionante.

Alla luce di quanto appena evidenziato, si riterrebbe opportuno mantenere lo strumento della riclassificazione degli SM, eventualmente accompagnando tale possibilità ad un leggero aumento degli obiettivi finali di installazione e messa in servizio degli SM (ad esempio, nell'ordine del 5% e, quindi, passando dall'85% al 90%). Ciò spingerebbe comunque i distributori al miglioramento della penetrazione degli SM presso l'utenza, senza tuttavia penalizzarli sproporzionatamente rispetto alle loro effettive possibilità, sempre che siano contestualmente eliminate altre forme di penalizzazione che trovavano giustificazione nei *target* intermedi di messa in servizio (ci si riferisce alle disposizioni relative agli obiettivi aggiuntivi di sostituzione dei contatori tradizionali non letti da più di un anno ex artt. 91 e 92 della RQDG 2020-2025, di cui si dirà più dettagliatamente in risposta allo spunto Q8). In tal modo, anche in linea con quanto evidenziato nella segnalazione interassociativa ASSOGAS/IGAS/UTILITALIA del 2 agosto u.s., l'eventuale incremento degli obiettivi finali di messa in servizio degli SM (ad esempio dall'85% al 90%) potrebbe essere stabilito in un adeguato periodo temporale (due/tre anni) e in assorbimento dell'obbligo aggiuntivo corrispondente ai contatori non accessibili non letti nell'ultimo anno.

Ciò premesso pur comprendendo, d'altra parte, alcune delle ragioni di un eventuale abbandono dello strumento della riclassifica per il futuro, qualora l'Autorità confermasse l'orientamento prospettato, al fine di limitare gli effetti penalizzanti nei

confronti dei distributori del venir meno di una simile possibilità e tenuto anche conto delle potenziali future criticità di rete che potrebbero manifestarsi durante il progressivo *phase out* delle reti 2G e 3G e di una progressiva maggiore incidenza delle criticità derivanti dall'esaurimento delle batterie degli SM, si ritiene che bisognerebbe quantomeno consentire al distributore di mantenere riclassificati a tradizionali gli SM per i quali, al termine del periodo transitorio che sarà individuato per verificare l'effettiva messa in servizio dei contatori teleletti, non sia risultato possibile ripristinare una situazione di comunicazione stabile e continuativa. Ciò, ovviamente garantendo il rispetto degli obiettivi di messa in servizio degli SM di cui alla deliberazione 631/2013/R/gas e s.m.i. e compensando gli SM che rimarrebbero riclassificati a tradizionali con sostituzioni aggiuntive di SM sino al raggiungimento dell'obiettivo previsto dalla regolazione.

In subordine, soltanto un'impostazione simile a quella che era stata inizialmente prospettata nel tavolo tecnico dell'ottobre scorso, ossia introducendo un tasso di insuccesso "fisiologico" sino al raggiungimento del quale tenere indenne il distributore rispetto alla corrispondente quota di indennizzi erogata a favore dei clienti finali, consentirebbe di limitare l'impatto in termini di ingiuste penalizzazioni nei confronti dei distributori derivanti da situazioni particolarmente critiche di non raggiungibilità degli SM per cause a loro non ascrivibili. La compensazione, pena il depotenziamento e l'inefficacia della misura prospettata, dovrebbe consentire realmente al distributore di ricevere per intero gli importi degli indennizzi erogati al cliente finale sino al tasso di insuccesso "fisiologico", senza le decurtazioni e le esclusioni ipotizzate nel DCO. Nel contesto di un'impostazione quale quella appena rappresentata come *second best*, ed a maggior ragione qualora le proposte sopra illustrate non dovessero trovare accoglimento, il periodo transitorio ipotizzato di sei mesi per il passaggio alle nuove disposizioni, durante il quale, le imprese di distribuzione potranno verificare l'effettiva messa in servizio degli *smart meter* ed effettuare eventuali riclassificazioni dei misuratori

precedentemente declassificati a tradizionali, andrebbe esteso ad almeno 12 mesi. Ciò, poiché in relazione ai contatori non accessibili fisicamente non è verosimile risolvere in così poco tempo criticità di comunicazione, che nonostante gli sforzi delle imprese di distribuzione, possono essersi protratte nel tempo e che potrebbero anche esacerbarsi nei prossimi anni in conseguenza del progressivo *phase out* delle reti 2G e 3G (i cui effetti si stanno manifestando già oggi) e delle politiche di ri-pianificazione della copertura di rete da parte degli operatori di telecomunicazione che già oggi producono i propri effetti in termini di peggioramento della copertura di rete in talune aree.

Q3. Si condividono la frequenza di raccolta della misura per gli smart meter di classe G4 e G6? Si ritiene opportuno prevedere fin d'ora la necessità del dettaglio giornaliero anche per tali calibri?

Q4. Si considera correttamente individuato il periodo di tempo nel quale è possibile rilevare le misure al fine della riconduzione della lettura della fine del mese?

Si ritiene ragionevole l'estensione agli *smart meter* di classe G4 e G6 della frequenza mensile di raccolta della misura, già vigente per misuratori di calibri maggiori.

Q5. Si condivide l'orientamento dell'Autorità in materia di frequenza minima di fatturazione?

Q6. Si condivide l'orientamento di limitare la contabilizzazione dei consumi stimati nel caso di disponibilità della lettura effettiva di fine mese?

Si ritiene adeguata la volontà dell'Autorità di uniformare la frequenza di fatturazione, superando l'attuale distinzione derivante dalla presenza di uno *smart meter* o di un misuratore tradizionale e si condivide l'orientamento di limitare la contabilizzazione delle letture stimate qualora disponibili quelle effettive.

Q7. Si condivide l'orientamento dell'Autorità in materia di messa a disposizione delle misure al SII?

Pur ritenendo in prospettiva opportuna una riduzione del tempo a disposizione delle Imprese di distribuzione per la messa a disposizione dei dati di misura al SII, e di conseguenza agli Udd, considerando l'elevata mole di dati che il passaggio alla frequenza mensile di lettura degli SM G4 e G6 renderà necessario processare (verificare, validare e trasmettere al SII), si riterrebbe opportuno confermare, almeno in una fase di passaggio iniziale, l'attuale tempistica per la messa a disposizione dei dati al SII.

Tale mantenimento della tempistica risulterebbe peraltro giustificato anche alla luce dei numerosi ed articolati passaggi che compongono la “catena” della misura. Si accoglie, pertanto, favorevolmente che tale riduzione avvenga in modo graduale. Riduzione da valutare, tuttavia, in un secondo momento a valle di un adeguato periodo di monitoraggio dell'utilizzo delle nuove frequenze di lettura da parte degli operatori che potrebbe prevedere, nel periodo transitorio, idonei meccanismi volti ad incentivare comunque i distributori a scendere sotto la soglia del 6° giorno lavorativo per gli invii (ad esempio, prevedendo attenuazioni/riduzioni degli eventuali indennizzi automatici da corrispondere nei mesi successivi qualora nel mese di competenza il distributore riesca ad anticipare la trasmissione dei dati prima del termine previsto dalla regolazione).

Q8. Si condivide l'orientamento in tema di indennizzi automatici nei confronti del cliente finale previsto dall'Autorità?

Ferme restando le osservazioni già espresse in risposta allo spunto per la consultazione Q2 in relazione al tema della riclassifica e quelle che saranno illustrate in merito al meccanismo di compensazione alle imprese distributrici dei costi sostenuti per i casi di insuccesso fisiologico della telelettura in risposta allo spunto per la consultazione Q10, si ritiene in linea generale ragionevole l'impostazione prospettata in tema di indennizzi automatici nei confronti dei clienti finali dotati di SM.

Per quanto riguarda il numero di mesi superati i quali, in assenza di letture effettive, sorgerebbe l'obbligo di corrispondere l'indennizzo automatico al cliente finale, si ritiene che inizialmente il termine andrebbe fissato in 3 mesi, come ipotizzato nel DCO, rinviando ad un momento successivo, da definire in base alle risultanze di un periodo di monitoraggio dell'attività degli operatori, l'eventuale prospettata riduzione a 2 mesi.

Ciò premesso, per effetto di una discordanza tra la proposta di articolato e la nota esplicativa 5 del DCO, non si comprende quale sia esattamente l'ambito di applicazione proposto per il nuovo meccanismo di indennizzi specifico per gli SM, anche se, considerando nel complesso le proposte del DCO, sembrerebbe che l'orientamento in merito sia di limitare il meccanismo ai soli misuratori G4 e G6, impostazione che si ritiene ragionevole. In considerazione delle diverse caratteristiche e dei diversi livelli di maturità delle tecnologie di rilevazione da remoto dei dati di misura nel settore gas rispetto a quello elettrico, non si condivide, invece, la fissazione di un importo addirittura superiore a quello attualmente previsto per il settore elettrico (10 €) e si ritiene invece che l'indennizzo per il settore gas andrebbe fissato, almeno in uno *step* iniziale, ad un livello più basso rispetto all'elettrico. Né tantomeno si condivide affatto l'ipotesi di rendere non applicabili agli SM le disposizioni del TIF che prevedono per il distributore l'esenzione dal pagamento degli indennizzi al cliente per cause di forza maggiore e per cause imputabili al cliente finale o a terzi. Al riguardo, si torna a far presente che anche gli SM, particolarmente quelli inaccessibili fisicamente, possono essere oggetto di criticità relative alla copertura della rete di telecomunicazione esercitata dagli operatori telefonici (e quindi non causa dell'operato dell'impresa di distribuzione stessa, che, come già evidenziato in risposta allo spunto per la consultazione Q2, nemmeno dispone di strumenti che le permettano la risoluzione di quelle specifiche problematiche, ma determinate da terzi). A ciò possono aggiungersi eventuali comportamenti opportunistici dei clienti finali volti ad impedire l'accesso al misuratore per l'eventuale manutenzione e/o sostituzione dello SM affetto da malfunzionamento o

addirittura interventi su SM non accessibili fisicamente e funzionanti per ostacolare la trasmissione del dato di lettura. Non da ultimo, permane la possibilità che cause di forza maggiore, ad es. calamità naturali, peraltro sempre più frequenti a causa del cambiamento climatico, affliggano temporaneamente la funzione di telelettura degli SM e impediscano un immediato intervento per la lettura in campo con operatore. Alla luce delle argomentazioni appena espresse, permangono pertanto fondate ragioni per mantenere l'esclusione dal pagamento degli indennizzi di cui all'art. 15, comma 15.2, lettera a) del TIF anche per gli SM con riferimento alle causali di cui all'art. 69, comma 69.1, lettere a) e b) della RQDG 2020-2025 (cause di forza maggiore e cause imputabili al cliente finale o a terzi).

Sempre con riferimento alle causali di esclusione dalla corresponsione di indennizzi automatici (sia verso i clienti finali che nei confronti degli UdD), si ritiene che andrebbero inclusi anche i casi in cui l'impresa di distribuzione non riesce a raccogliere la misura relativa a SM non accessibili fisicamente per i quali, in caso di malfunzionamento, sarebbe necessario effettuare l'accesso allo scopo di svolgere interventi di manutenzione/sostituzione. Ci si riferisce, nello specifico, a SM ubicati in edifici/strutture dove, per ragioni di sicurezza, l'accesso - anche quello dell'operatore tecnico - è subordinato all'ottenimento di specifiche autorizzazioni (si pensi, ad esempio alle strutture militari), circostanza che potrebbe far allungare i tempi di intervento. Si potrebbe ugualmente valutare di includere all'interno delle causali di esclusione dalla corresponsione dell'indennizzo i casi in cui, con riferimento ai contatori di grosso calibro dotati di correttore, i ritardi nella messa a disposizione della misura derivano da fattori legati agli interventi tecnici in campo sul misuratore e/o sul correttore, per ragioni non riconducibili all'impresa di distribuzione (si pensi alle tempistiche che potrebbero essere connesse alle attività di verifica periodica ai sensi del DM 93/2017).

Con riferimento agli indennizzi automatici per mancata lettura nei confronti di clienti finali ancora dotati di contatori tradizionali, che continuerebbero ad essere disciplinati

dalla vigente regolazione di cui alla RQDG 2020-2025, non si formulano particolari osservazioni, ferma restando l'opportunità di rivedere le previsioni relative agli obiettivi addizionali di sostituzione di cui agli artt. 91 e 92 della RQDG, come anche evidenziato con la comunicazione inter-associativa sottoscritta da ASSOGAS, IGAS e UTILITALIA del 2 agosto u.s. con oggetto “*Criticità derivanti da applicazione artt. 91 e 92 della RQDG 2020-2025*”. Per migliorare l'efficacia della lettura anche in relazione ai clienti finali ancora dotati di contatori tradizionali - in particolar modo di quelli non accessibili fisicamente e pertanto più difficili da sostituire con SM e/o da leggere in campo tramite l'operatore, ma anche relativamente a SM che necessitano di manutenzione - sarebbe importante che ARERA emanasse disposizioni volte a stimolare lo spostamento dei contatori in posizioni facilmente accessibili, introducendo misure del tipo di quelle già in essere nel settore elettrico².

Si richiamano, inoltre, con riferimento ai contatori gas over G6, le ulteriori criticità relative agli obblighi di sostituzione di tali classi di contatori descritte nella nota interassociativa ASSOGAS-IGAS dello scorso 2 agosto.

Q9. Si ritiene opportuno introdurre un tetto massimo agli indennizzi erogabili in ciascun anno civile al singolo cliente finale?

L'ipotesi di introdurre un tetto massimo agli indennizzi erogabili in ciascun anno civile al singolo cliente finale si ritiene condivisibile e adeguata per scongiurare eventuali comportamenti opportunisti di clienti finali che potrebbero volutamente ostacolare l'intervento su un contatore non accessibile fisicamente che necessita di manutenzione/sostituzione o addirittura mettere in atto strategie volte a manomettere volutamente la telelettura dello SM. Un importo idoneo per tale tetto massimo potrebbe essere quantificato in un valore corrispondente a non più di tre indennizzi (quindi meno di 30 €); importi superiori sembrerebbero infatti sproporzionati se confrontati con i reali

² Cfr. deliberazione 467/2019/R/eel “Avvio di una regolazione sperimentale in materia di ammodernamento delle colonne montanti vetuste degli edifici”.

effetti negativi e finanziari che si produrrebbero per il cliente finale gas in caso di mancata lettura del proprio contatore.

Q10. Si condivide l'orientamento in tema di compensazione alle imprese distributrici dei costi sostenuti per i casi di insuccesso fisiologico della telelettura?

Si ritiene che la previsione di un tasso di insuccesso “fisiologico”, nella versione illustrata durante il tavolo tecnico del 30 ottobre 2020 sia una soluzione percorribile; come tuttavia evidenziato nelle Osservazioni generali e in risposta allo spunto per la consultazione Q2, per supportare l'eventuale superamento della possibilità di riclassificare a tradizionali gli SM, il meccanismo deve tenere il distributore effettivamente indenne, sino al tasso di insuccesso “fisiologico”, dal costo degli indennizzi erogati ai clienti finali per problematiche che non sono causate dal distributore e che il distributore non è nelle condizioni di poter realisticamente risolvere, senza che siano applicate decurtazioni ed esclusioni.

In merito ai tassi di insuccesso “fisiologico” prospettati nel DCO, andrebbe peraltro considerato che i dati forniti dalle associazioni dei distributori - e in base ai quali sembra essere stata ipotizzata la proposta contenuta nel DCO - includono tra gli SM mappati come comunicanti (nell'intervallo semestrale/annuale oggetto del monitoraggio) anche SM che possono risultare non sempre comunicanti se si considera un intervallo temporale più ristretto e/o per i quali non è detto che la misura venga raccolta in corrispondenza della fine del mese (e quindi con un livello di effettività tale da non poter rientrare nello *standard* di effettività previsto nel DCO). Inoltre, in prospettiva, va tenuto conto che buona parte degli SM in campo sono stati installati negli anni 2014 - 2016 (primi anni del *roll-out*) e corrispondono ad un sotto-gruppo di SM nel quale si sono verificate criticità in fase di avvio del *roll out* massivo, in seguito superate con la sostituzione degli SM che presentavano maggiori anomalie. I livelli fisiologici prospettati

nel DCO andrebbero pertanto quantomeno innalzati in via di prima applicazione, per tenere in considerazione gli aspetti più sopra illustrati e anche per contemperare le possibili evoluzioni nel tempo del mix, nell'insieme degli SM affetti da problematiche di comunicazione, tra contatori accessibili e non accessibili fisicamente, e delle maggiori difficoltà di intervento per il loro ripristino/sostituzione e/o per la raccolta in campo della misura.

Non si condivide, inoltre, l'introduzione nella formula per il calcolo della compensazione CIND del coefficiente " α ", che ridurrebbe *ex ante* la compensazione di una quota compresa tra il 10 e il 20% e impatterebbe con lo stesso grado sia le imprese più virtuose che quelle caratterizzate da una gestione meno performante. Si ritiene che il parametro "N" non andrebbe quantificato in relazione al numero di clienti finali con SM gas di classe G4-G6 ma in base al numero minimo di letture che il distributore avrebbe dovuto raccogliere per i pdr oggetto di compensazione degli indennizzi fino al tasso di insuccesso fisiologico. Non si condivide affatto la proposta – laddove la si abbia ben compresa – di escludere dal meccanismo di compensazione i casi di erogazione di più di 3 indennizzi per anno solare allo stesso cliente finale. Tutti questi aspetti, come anticipato nelle *Osservazioni di carattere generale*, depotenzierebbero notevolmente l'efficacia della misura ipotizzata, lasciando l'impresa di distribuzione esposta ad irragionevoli e ingiuste penalizzazioni per problematiche di telecomunicazione, al di fuori del proprio controllo (il livello di insuccesso "fisiologico" della telelettura dipende da cause la cui gestione/risoluzione è solo marginalmente nella sfera di controllo delle imprese di distribuzione - tra cui la non accessibilità fisica degli SM combinata alla collocazione degli stessi SM in zone con una copertura della rete di telefonia mobile assente o non stabile).

La compensazione dovrebbe, pertanto, coprire gli indennizzi fino al livello fisiologico di insuccesso della telelettura. La progressiva riduzione nel tempo di tale livello fisiologico costituisce già uno stimolo rilevante per le imprese di distribuzione a fare quanto in loro

potere per garantire un'acquisizione della lettura progressivamente sempre più efficace.

Un analogo meccanismo (individuazione di un tasso di insuccesso “fisiologico”, sino al raggiungimento del quale tenere indenne il distributore rispetto alla corrispondente quota di indennizzi), andrebbe previsto anche per gli SM di calibro superiore a G6. Ciò, tenuto conto che situazioni particolarmente critiche di non raggiungibilità possono riguardare anche tali tipologie di SM, che trasmettono tipicamente tramite sistemi di comunicazione punto-punto e possono diventare non stabilmente comunicanti e/o non raggiungibili per problematiche della rete di telecomunicazione dipendenti dal soggetto terzo gestore della rete.

Q11. Si ritiene preferibile che il tasso di insuccesso fisiologico sia determinato in base alla performance effettiva delle imprese, comunque entro un tetto massimo definito dall'Autorità, con un meccanismo più complesso ma che potrebbe incentivare ciascuna impresa al raggiungimento di un livello migliore della media?

Non si condivide l'ipotesi alternativa prospettata (fissazione di un tasso di insuccesso fisiologico determinato in base alle *performance* effettiva dell'insieme delle imprese) ove il tasso individuato fosse applicato indistintamente a tutte le imprese, poiché il meccanismo rischierebbe di introdurre discriminazioni penalizzando ingiustamente quegli operatori che, per la collocazione geografica dei pdr serviti e per le caratteristiche (in termini di non accessibilità fisica dei contatori) del parco di contatori asserviti ai medesimi pdr possono essere maggiormente esposti alle problematiche riguardanti l'assenza o instabilità della copertura della rete di telecomunicazione gestita dall'operatore di telefonia mobile (tenuto anche conto, in prospettiva, dell'annunciata dismissione delle reti di telecomunicazione 2G e 3G). Ciò, a meno che non venga identificato un tasso fisiologico di insuccesso differenziato per area servita, impostazione però che comporterebbe sicuramente una notevole complessità gestionale, che si

assommerebbe alle complessità gestionali e agli oneri informativi che già caratterizzano il meccanismo base ipotizzato.

In proposito, si riterrebbe peraltro utile che il termine per l'invio della rendicontazione annuale all'ARERA sugli indennizzi automatici erogati potesse essere posticipato almeno al 30 aprile, in modo da non sovrapporsi ad altre scadenze previste dalla regolazione (ad esempio, i termini per le raccolte dei dati di sicurezza e continuità e di quelli relativi alla qualità commerciale del servizio di misura di cui alla RQDG).

Q12. Si condivide l'orientamento in tema di indennizzi automatici nei confronti dell'utente della distribuzione previsto dall'Autorità?

Si comprendono e si ritengono in via generale ragionevoli le relative finalità alla base del sistema di indennizzi prospettato dal Regolatore di migliorare le performance delle imprese di distribuzione sia in relazione al rispetto delle tempistiche di messa a disposizione dei dati di misura, sia in termini di qualità dell'informazione.

Si esprimono, tuttavia, delle forti perplessità in merito al meccanismo di indennizzi nei confronti degli UdD prospettato nel DCO in quanto viene prefigurato un meccanismo di estrema complessità, difficile da comprendere e molto complicato da “governare”, in particolare se si pensa che verrebbe gestito da un soggetto terzo. Si rinvencono, peraltro, dei probabili refusi nella denominazione di alcuni degli obiettivi individuati che non agevolano la comprensione del meccanismo proposto³.

In aggiunta, la prospettata caratteristica del meccanismo di indennizzi che vaglia il rispetto degli obiettivi minimi a livello di singolo UdD rende il rispetto/mancato raggiungimento delle soglie minime molto volatile nei casi in cui l'UdD serva un numero esiguo di pdr sugli impianti di distribuzione della singola impresa di distribuzione. In merito a queste specifiche casistiche, bisognerebbe pertanto che fossero previsti degli

³ Nella tabella riportata a pag. 35 del DCO e nella nota esplicativa 7 uno degli obiettivi minimi è indicato come OM3_QG30 mentre nella bozza di articolato è indicato, presumibilmente per effetto di un errore materiale, come OM2_QG30

opportuni gradi di tolleranza.

Sarebbe inoltre utile che venissero approfonditi alcuni aspetti di dettaglio del meccanismo prospettato, ad esempio confermando che laddove la misura venisse recuperata in campo con l'operatore (con riferimento a SM che sperimentano transitori problemi di comunicazione), con conseguente ricostruzione del dettaglio giornaliero precedente, ai fini del meccanismo di indennizzi automatici nei confronti degli UdD tali misure verrebbero considerate come effettive, così da non penalizzare oltremodo le imprese di distribuzione che, a fronte di problematiche transitorie di comunicazione non dipendenti dalla loro responsabilità, si adoperano per garantire comunque la raccolta della misura.

Q13. Si condividono, in particolare, gli obiettivi minimi in relazione alle tempistiche e alla qualità dei dati di misura periodici messi a disposizione dalle imprese di distribuzione con riferimento ai PDR MG e ai PDR MM dotati di smart meter?

Q14. Si condivide l'indennizzo sul rispetto di quanto previsto dal comma 14bis.2 del TIVG con riferimento ai PDR MG?

Si comprende la *ratio* alla base del prospettato indennizzo sul rispetto di quanto previsto dal comma 14bis.2 del TIVG con riferimento ai PDR MG. Come anticipato in risposta allo spunto per la consultazione Q12, si ritiene, tuttavia, che nel complesso il meccanismo di indennizzi nei confronti degli UdD risulti eccessivamente complesso da “governare”.

Q15. Si condividono i valori unitari di ciascun indennizzo?

Q16. Si concorda con la modalità di gestione degli indennizzi che prevede la quantificazione dei medesimi da parte del SII, sulla base dei dati di misura messi a disposizione dalle imprese di distribuzione?

Non si condivide la proposta, in considerazione del fatto che buona parte dei processi gestiti dal SII nell'ambito della misura gas sono ancora in fase di consolidamento, con procedure tuttora ancora in via di finalizzazione e modalità di calcolo che ancora non hanno trovato una piena stabilizzazione. Non si ritiene, pertanto, opportuno – almeno in questa fase di consolidamento dei processi – l'affidamento al SII di attività, quali la quantificazione degli indennizzi, che, in caso di eventuali errori, potrebbero avere pesanti ripercussioni economiche sugli operatori. Ciò, a meno dell'introduzione di opportuni meccanismi di verifica dei calcoli svolti da questo soggetto terzo (stante l'attuale assenza di sua responsabilizzazione riguardo le attività svolte) e soltanto a valle di un percorso di gradualità che dovrebbe contemplare un periodo di test durante il quale – in permanenza del vigente meccanismo di indennizzi nei confronti degli UdD – il SII possa iniziare ad effettuare i calcoli verificando con i distributori i relativi risultati, rinviando ad un momento successivo l'applicazione ai distributori degli indennizzi calcolati secondo il nuovo meccanismo, allorché risulti comprovato che le procedure di calcolo del SII abbiano raggiunto un grado certo di solidità e stabilità. Tali accortezze sono fondamentali per evitare il ripetersi delle criticità che hanno caratterizzato l'avvio del nuovo meccanismo di *settlement* (non ancora superate) e affinché, a regime, il meccanismo possa funzionare stabilmente senza necessità per i distributori di dover strutturalmente replicare il calcolo del SII (duplicando i sistemi di calcolo e i relativi costi per il sistema) per far fronte ad esigenze di verifica/confronto degli output dei calcoli.

Q17. Si riscontrano criticità con riferimento alle tempistiche prospettate in merito all'entrata in operatività del sistema di indennizzi verso gli utenti della distribuzione? Se sì, motivare.

Non si rinviene nel testo del DCO un'indicazione precisa in merito alla tempistica prospettata per l'entrata in operatività del meccanismo, a meno che non lo si ritenga ricompreso tra gli aspetti di cui al punto 3.1 per i quali è prospettata la decorrenza a

partire dall'entrata in vigore del provvedimento che sarà adottato in esito alla presente consultazione (e si vuole sottolineare che ciò comporterebbe, in pratica, l'entrata in vigore immediata delle disposizioni, rendendo particolarmente sfidante la predisposizione dei necessari sviluppi informatici che, invece, richiederebbero almeno 18 mesi per la loro prudente implementazione). Ad ogni modo, come anticipato in risposta al precedente spunto per la consultazione, si ritiene che un simile meccanismo di indennizzi verso gli UdD, qualora il calcolo degli importi fosse affidato al SII, richiederebbe quantomeno un periodo di test durante il quale, mantenendo in vigore il previgente sistema di indennizzi agli UdD, siano rodati gli algoritmi di calcolo e sia verificata la correttezza dei risultati assieme alle imprese di distribuzione. Soltanto una volta consolidate le modalità di calcolo e stabilizzati i relativi risultati si potrebbe passare alla modalità automatizzata di calcolo degli indennizzi verso gli UdD ipotizzata nel DCO.

ALTRE OSSERVAZIONI

Innovazione dello *smart metering* gas

Con riferimento alle ipotesi in merito alla sperimentazione di funzionalità aggiuntive per lo *smart metering* gas, come espresso in risposta alla precedente consultazione 487/2019/R/gas, si nutrono perplessità rispetto ad una loro introduzione già in questa fase, ancora di consolidamento degli attuali sistemi di telelettura e telegestione. Il sistema gas, ed in particolare le imprese di distribuzione e i costruttori di contatori, sono infatti ancora alle prese con problematiche di assestamento funzionale dei contatori elettronici dotati dei requisiti funzionali e delle caratteristiche previsti dalle Direttive, e, almeno in questa fase, non sembra opportuno sovraccaricare con altre funzionalità aggiuntive una tecnologia – quale lo SM gas – ancora non completamente a regime. Pertanto, pur comprendendo e condividendo l'importanza di introdurre aspetti di maggiore innovazione tecnologica anche con riferimento agli SM gas, si ritiene che le

sperimentazioni in tal senso andrebbero avviate e condotte soltanto in logica prospettica, a valle del consolidamento e del raggiungimento di una maggiore stabilità del sistema di *smart metering* gas nel suo complesso e in vista dell'individuazione di eventuali ulteriori caratteristiche degli SM gas di seconda generazione che potrebbero essere sperimentate (in analogia a quanto accaduto per lo SM elettrico di seconda generazione). Ad ogni modo, qualora l'ARERA decidesse di regolare tali sperimentazioni già prima della predetta evoluzione tecnologica a SM gas di seconda generazione, si ritiene necessario che siano ben stabilite, nonché dettagliate dal punto di vista della normativa tecnica, le condizioni di intercambiabilità, facoltatività di utilizzo e assenza di pregiudizio nell'impiego dello SM senza l'utilizzo delle predette funzionalità, in modo da non creare disparità nel parco degli SM installati su base nazionale.

Ciò premesso, si apprezza che l'Autorità abbia fatto sue le considerazioni espresse in risposta alla consultazione più sopra citata in merito alla necessità che l'introduzione di funzionalità aggiuntive a livello sperimentale sia sottoposta preventivamente ad analisi costi-benefici e che tutte le funzionalità addizionali debbano poter essere disattivate in modo da garantire il rispetto dei vincoli di interoperabilità e intercambiabilità definiti dalla normativa tecnica. Data l'importanza che quest'ultimo aspetto riveste per non ostacolare la presa in carico degli impianti da parte dei gestori entranti in esito all'aggiudicazione delle gare per il servizio di distribuzione gas, si ritiene che le funzionalità aggiuntive andrebbero comunque valutate *ex-ante* con gli enti normatori di riferimento, prevedendo inoltre una vigilanza *ex-post* sull'effettivo rispetto delle garanzie di interoperabilità e intercambiabilità enunciate dai proponenti le sperimentazioni nelle dichiarazioni di cui al comma 1.3 della bozza di articolato.

Sempre con riferimento alla possibilità di disattivare le funzioni aggiuntive, ferme restando le predette osservazioni relativamente al tema dell'intercambiabilità e facoltatività di utilizzo delle funzioni aggiuntive, andrebbero anche considerate eventuali ricadute di tale facoltà sul rapporto tra distributore e cliente finale. Infatti, qualora il

cliente sia a conoscenza di eventuali funzionalità aggiuntive associate al suo SM, in caso di avvicendamento dell'impresa di distribuzione nella gestione del pdr, il cliente potrebbe aspettarsi che il nuovo gestore continui ad assicurare l'applicazione/esistenza di tali funzionalità. Nell'ipotesi, non del tutto remota, che invece il nuovo gestore non intenda/possa garantire la permanenza di tali funzionalità aggiuntive, ciò potrebbe comportare possibili ricadute negative di tipo reputazionale per l'operatore che, stante il puntuale rispetto della regolazione vigente non prosegua nella messa a disposizione delle funzionalità aggiuntive facoltative. Tale aspetto non va quindi sottovalutato, anche in considerazione del fatto che, a seguito dello svolgimento delle gare d'ambito, potrebbero verificarsi molteplici avvicendamenti di gestione in diversi ATEM.

Stanti le considerazioni sopra riportate, si ribadisce l'utilità e l'interesse verso funzionalità aggiuntive volte al miglioramento degli apparati di comunicazione al fine di aumentare l'effettività della lettura (ad esempio rendendo disponibile sul contatore un canale di comunicazione di backup, come ipotizzato al comma 1.1, lettera c) della bozza di articolato), nonché nei confronti di altre funzionalità – che si assume potrebbero essere oggetto di sperimentazione nell'ambito del comma 1.1, lettera e) della bozza di articolato (“eventuali altre funzionalità proposte dall'impresa di distribuzione”) – aventi per oggetto l'abilitazione della geolocalizzazione del contatore, così da ridurre i costi di individuazione dello stesso ai fini delle attività di manutenzione, e la misurazione del reale stato di carica della batteria.

Con riferimento al riconoscimento dei costi addizionali che verrebbero sostenuti per l'introduzione delle nuove funzionalità oggetto di sperimentazione non è chiaro, tuttavia, come il contributo a copertura parziale sarà declinato e dimensionato in funzione del costo standard di capitale previsto dalla regolazione tariffaria vigente. In base a quanto riportato nell'art. 1.8 della bozza di articolato, l'ARERA prospetta infatti l'individuazione di un tetto a tale riconoscimento (ossia il 60÷75% del costo standard di capitale previsto dalla regolazione tariffaria vigente per il servizio di misura), ma non specifica in che

misura/percentuale saranno coperti i costi addizionali sostenuti dalle imprese di distribuzione (se interamente sino alla concorrenza del tetto o meno).

Al netto di tutte queste considerazioni, si raccomanda ad ogni modo che l'impegno profuso nello svolgimento e conduzione delle sperimentazioni non distolga l'attenzione di tutti gli attori dal focus prioritario, ossia le attività di miglioramento degli *standard* e della stabilità delle attuali architetture tecnologiche utilizzate per lo SM.