

**RISPOSTA DI 2i RETE GAS S.p.A. 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**

**OSSERVAZIONI GENERALI**

2i Rete Gas formula di seguito le proprie osservazioni riguardo gli orientamenti delineati dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito anche solo Autorità o ARERA) nel documento per la consultazione 263/2021/R/gas (di seguito DCO), circa gli *output* e le *performance* del servizio di misura erogato per mezzo di *smart meter* (SM) nel settore del gas naturale, nonché in tema di adeguamenti agli obblighi di fatturazione di cui al TIF.

Pur confermando la valutazione positiva per l'impostazione costruttiva con cui gli Uffici di ARERA hanno ritenuto di valorizzare il confronto con gli operatori sui temi della misura gas, anche anticipando nell'ottobre scorso alle associazioni rappresentative degli operatori le proprie ipotesi di modifica della regolazione e convocando a seguire uno specifico tavolo di confronto (di seguito: tavolo tecnico del 30 ottobre 2020), si esprimono perplessità rispetto ad alcuni aspetti del documento che sembrano declinare diversamente alcuni importanti aspetti dell'evoluzione regolatoria che era stata annunciata (e per i quali, come si tratterà più nel dettaglio in risposta ai singoli spunti per la consultazione, si riterrebbe opportuno fossero valutate ulteriori, differenti soluzioni). Con riferimento, ad esempio, agli orientamenti relativi al prospettato meccanismo di riconoscimento - sino ad una certa soglia - dei costi sostenuti dalle imprese di distribuzione per indennizzi di mancata lettura per punti di riconsegna (pdr) con SM G4-G6, desta preoccupazione il notevole indebolimento del meccanismo proposto in occasione del tavolo tecnico del 30 ottobre 2020, ossia un meccanismo che avrebbe dovuto mantenere "neutro" il distributore rispetto a fisiologiche problematiche di raggiungibilità degli SM, entro un livello predefinito, restituendo *"al DSO gli indennizzi erogati ai clienti finali fino al livello di tasso "fisiologico"*, con tale livello che *"può ridursi nel tempo al fine di incentivare i DSO al miglioramento della performance"*. Un simile strumento, come commentato in quella sede e come successivamente evidenziato anche nelle osservazioni presentate da IGAS Imprese Gas, era stato valutato positivamente, in quanto, con un tasso fisiologico opportunamente stabilito, avrebbe permesso di ovviare alle criticità altrimenti insite nel superamento della possibilità di riclassificazione a tradizionali degli SM non stabilmente trasmettenti, evitando al distributore ingiuste penalizzazioni per situazioni in cui la capacità di trasmissione dello SM risulti particolarmente problematica per ragioni al di fuori della propria responsabilità. Ci si riferisce, ad esempio, come evidenziato anche in altre occasioni, agli SM che, localizzati in posizioni più penalizzate in termini di raggiungibilità da parte del segnale della rete di telecomunicazione mobile, presentano difficoltà di comunicazione da remoto dei dati di misura, in situazioni molto spesso aggravate da ri-pianificazioni della stessa rete di telecomunicazione da parte degli operatori di telefonia mobile rispetto al momento dell'installazione dello SM. Le problematiche che caratterizzano simili situazioni risultano acute in caso di contatore fisicamente non accessibile e

mancata collaborazione da parte del cliente finale per consentire l'accesso ai locali ove il *meter* è ubicato, accesso indispensabile per poter eseguire gli eventuali interventi di sostituzione e/o manutenzione del contatore non trasmittente. Né si può dimenticare che l'incidenza di criticità come queste potrebbe nel complesso crescere anche sensibilmente 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 del 18 maggio u.s. - e per effetto dell'evoluzione delle politiche di ri-pianificazione della copertura delle reti parte degli operatori di telecomunicazione, variazioni che già oggi producono i propri effetti in termini di peggioramento della copertura di rete in talune aree del Paese.

Alla luce di queste considerazioni - e come si evidenzierà più in dettaglio anche nelle risposte agli spunti di consultazione Q2 e Q8 - si riterrebbe opportuno e necessario mantenere la possibilità di riclassificare a tradizionali gli SM affetti da particolari e specifiche condizioni di non comunicabilità e non accessibilità fisica, o, quantomeno, mantenere riclassificati a tradizionali quei contatori che, a fine del periodo transitorio che sarà eventualmente identificato, non sia stato possibile riportare in una condizione di comunicazione stabile e continuativa. L'opportunità di una simile impostazione dovrebbe peraltro essere considerata anche alla luce del consistente numero di contatori installati nei primi anni del *roll out*<sup>1</sup> e ancora in esercizio.

Tutto ciò premesso, e soltanto in subordine, si ritiene che una soluzione volta al superamento della possibilità di riclassificare a tradizionali gli SM affetti da particolari e specifiche problematiche di comunicazione potrebbe essere perseguita solo attraverso un meccanismo di compensazione che tenga effettivamente indenne il distributore dagli indennizzi corrisposti fino alla concorrenza di un livello fisiologico di insuccesso della telelettura.

Non si condivide in proposito la nuova impostazione proposta che, pur facendo salva l'introduzione di un tasso di insuccesso "fisiologico" (determinato in funzione della frazione degli SM non raggiungibile), finisce per restituire all'impresa di distribuzione solo una parte degli indennizzi erogati ai clienti finali, peraltro ben al di sotto di tale livello "fisiologico", dal momento che l'importo effettivamente oggetto di compensazione viene ridotto sulla base di asserite logiche incentivanti che, in realtà, risultano già perseguite attraverso la prefigurata riduzione nel tempo del tasso fisiologico, alla quale, pertanto, andrebbe limitata la logica incentivante. Ciò, tenuto conto che le imprese di distribuzione, come ricordato più volte, purtroppo non dispongono – o ne dispongono solo marginalmente – di leve per risolvere in autonomia situazioni particolarmente critiche di non raggiungibilità di SM per problematiche di copertura di rete da parte degli operatori di telefonia mobile (queste ultime, evidentemente non dipendenti dalle stesse imprese di distribuzione), cui si assommano le difficoltà di intervento sul contatore ove questo non risulti fisicamente accessibile.

Si ritiene, pertanto, come sarà più in dettaglio evidenziato in risposta allo spunto di consultazione Q10,

---

<sup>1</sup> Per questo sottoinsieme di contatori si sono manifestate talune problematiche o anomalie, risolte con la sostituzione dei *meter* (per tali contatori l'Autorità, nei "ritenuto opportuno" della deliberazione 570/2019/R/gas, ha preannunciato valutazioni circa la possibilità riconoscere i costi residui non ammortizzati degli *smart meter* installati nella prima fase di *roll out* e dismessi anticipatamente per inconvenienti o malfunzionamenti, riconducibili alla non completa maturità delle tecnologie allora disponibili; e le imprese, anche attraverso le proprie associazioni, hanno evidenziato la necessità di recupero dei relativi mancati ammortamenti). Per i contatori di tale sottoinsieme ancora installati in campo e oggi regolarmente funzionanti non si può escludere che, con l'andare del tempo e prima del termine della loro vita utile, possano presentarsi le stesse problematiche o anomalie analoghe a quelle in precedenza già manifestatesi per altri contatori del medesimo sottoinsieme.

che il meccanismo di compensazione non debba prevedere decurtazioni quali quelle ipotizzate nel DCO, ossia la previsione di un coefficiente di riduzione “ $\alpha$ ” e l’esclusione dal meccanismo degli indennizzi corrisposti allo stesso cliente finale allorché questi siano più di 3 in un anno. Le nuove caratteristiche prospettate finirebbero, infatti, per depotenziare completamente l’efficacia della misura ipotizzata, lasciando l’impresa di distribuzione oggetto di un’irragionevole e ingiusta penalizzazione per problematiche che la stessa non può realisticamente risolvere in modo autonomo.

In proposito, oltre alle problematiche riconducibili alla ridotta o mancante copertura della rete degli operatori di telecomunicazione mobile, non si possono non considerare le criticità derivanti dalla non accessibilità fisica dei contatori, siano essi di tipo tradizionale o elettronico. Come ricordato in altre occasioni, il tema dell’accessibilità fisica del contatore, ancorché non influente sulla rilevabilità della lettura da remoto in caso di SM regolarmente funzionante, ha importanti ricadute in relazione all’efficacia degli interventi di manutenzione e/o sostituzione che il distributore può trovarsi a dover svolgere anche per i nuovi contatori elettronici non correttamente comunicanti (nonché in relazione, in questi casi, alla necessità di rilevare la lettura in modalità tradizionale, tramite operatore inviato *in loco*). Pertanto, pur comprendendo l’intento dell’Autorità nel voler fornire stimoli atti a migliorare la *performance* della misura da parte dei distributori, si ritiene che, in parallelo, andrebbero introdotte anche corrispondenti misure volte a ridurre il numero dei misuratori fisicamente non accessibili (come era stato peraltro indicato nel DCO 487/2019/R/gas tra gli obiettivi dell’intervento dell’Autorità) e/o migliorare l’accessibilità fisica dei contatori, in modo da coadiuvare l’azione dei distributori, cosicché essi possano effettuare le necessarie manutenzioni e assicurare la funzionalità degli stessi, senza dipendere dalla possibilità di accesso fisico che deve necessariamente essere, in quei casi, consentita dal cliente finale<sup>2</sup>.

A corollario delle considerazioni di cui sopra, ai fini della declinazione dell’obiettivo espresso dall’Autorità di una convergenza e/o un coordinamento della regolazione degli indennizzi automatici nei settori dell’energia elettrica e del gas naturale, occorre ricordare sempre che l’infrastruttura di *smart metering gas* è caratterizzata da un’impostazione tecnologica ben diversa da quella elettrica, con particolare riferimento agli aspetti di comunicazione e di alimentazione. Per gli *smart meter* elettrici, infatti, la raggiungibilità in termini di comunicazione è garantita dalla *power line*, utilizzando la trasmissione via cavo (sino ai concentratori), e non vi sono problemi di alimentazione dei dispositivi tramite batterie, dato che l’alimentazione è garantita direttamente dalla rete elettrica, mentre per gli SM 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, dal punto di vista della *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.

Tali peculiarità e differenze tecnologiche si ritiene debbano essere adeguatamente considerate nella definizione delle disposizioni specifiche e dei corrispondenti livelli di *performance* per i due settori. Ciò - per di più - tenendo conto che, mentre nel settore elettrico si è addirittura già alla seconda

---

<sup>2</sup> Osservazioni di maggior dettaglio in proposito sono riportate in particolare nella nota 7 riferita alla risposta allo spunto di consultazione Q8.

generazione di *smart meter*, nel settore gas, 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 occorrerà ancora qualche anno per giungere ad una situazione di pieno regime. Le nuove regole che saranno adottate per il settore gas dovrebbero essere, quindi, contraddistinte da forme di gradualità applicativa e talune delle evoluzioni regolatorie prospettate (come sarà più dettagliatamente specificato in risposta ai singoli spunti di consultazione) dovrebbero essere introdotte in un orizzonte temporale più ampio, una volta completato il consolidamento del sistema di *smart metering* gas. Analogamente anche eventuali funzionalità aggiuntive per lo *smart metering* gas potrebbero essere introdotte in un orizzonte di più lungo periodo, a valle del raggiungimento di una maggiore stabilità del sistema nel suo complesso e con riferimento ad una seconda generazione di SM, successiva rispetto a quella della tipologia di *meter* attualmente in campo.

Come sarà illustrato più nel dettaglio in risposta agli spunti di consultazione Q3 e Q4, non si condivide, inoltre, l'orientamento in merito alle tempistiche ipotizzate per la messa a disposizione dei dati di misura al Sistema Informativo Integrato (SII), ritenute troppo stringenti in funzione del prospettato incremento dei dati di misura da trasmettere e dell'ipotizzato vincolo di contabilizzare la misura fino all'ultimo giorno del mese gas (in relazione al quale si auspica, peraltro, che possano essere introdotte opportune forme di flessibilizzazione anche per gli SM G4-G6 con consumi superiori a 5.000 Sm<sup>3</sup>/anno, analogamente a quanto già ipotizzato nel DCO per le medesime classi di SM aventi consumo fino a 5.000 Sm<sup>3</sup>/anno). Anche considerando gli obiettivi di convergenza e coordinamento tra la regolazione dei settori gas ed elettrico cui viene fatto riferimento, si fatica a comprendere l'orientamento prefigurato in merito alle tempistiche di messa a disposizione dei dati di misura al SII, tenuto conto che nel settore elettrico, con riferimento agli SM di prima generazione trattati per fasce ai sensi del TIS (comparabili per tipologie di consumo agli SM G4-G6 del settore gas), la tempistica per la messa a disposizione dei dati al SII risulta notevolmente superiore. Pertanto si ritiene che l'impostazione prefigurata relativamente alla tempistica di messa a disposizione dei dati di misura al SII andrebbe opportunamente ricalibrata estendendola almeno sino a ricomprendere i primi 8-10 giorni lavorativi del mese, oltre che per quanto sopra evidenziato, anche in considerazione della ben maggiore mole di dati che dovranno essere in futuro gestiti. Una tempistica del tipo di quella sopra proposta corrisponderebbe ad un termine ultimo per la messa a disposizione delle misure, a seconda dei mesi di calendario, tra l'11° e il 14° giorno del mese successivo a quello di competenza delle misure, termine comunque sempre più stringente rispetto a quello previsto nel settore elettrico (ossia entro il giorno 20 del mese successivo a quello cui i dati si riferiscono, ai sensi dell'art. 23, comma 23.5, lettera a del TIME).

Pur comprendendo la necessità di far evolvere il meccanismo di indennizzo automatico verso gli Utenti della Distribuzione (UdD) e il corrispondente stimolo al miglioramento nei confronti delle imprese di distribuzione, non si condividono, inoltre, come sarà illustrato negli spunti per la consultazione da Q12 a Q17, le caratteristiche prospettate in relazione a tale nuovo sistema di indennizzi automatici, poiché si ritiene che, oltre ad una sproporzionata penalizzazione per le imprese di distribuzione, possano - tra l'altro - determinare un'eccessiva complessità gestionale.

Tutto ciò premesso, si riportano di seguito le risposte ai singoli spunti per la consultazione e, a seguire, anche alcune osservazioni in merito agli orientamenti circa le tematiche di innovazione dello *smart*

*metering* gas illustrati nel DCO, anche se non oggetto di specifici spunti di consultazione.

\* \* \*

***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?***

Gli obiettivi indicati dall'Autorità paiono ragionevoli e in linea generale condivisibili, in un'ottica di miglioramento del sistema di misura gas. Si ritiene, ad ogni modo, molto importante che tutti gli obiettivi siano declinati avendo sempre ben presente l'esigenza di evitare misure che implicino utilizzi degli SM non coerenti con le loro caratteristiche tecniche, aspetto che influisce fortemente sulla vita utile del dispositivo (soprattutto in considerazione delle problematiche operative di comunicazione degli *smart meter* in caso di scarsa o assente copertura della rete di telecomunicazione e dei costi per la sostituzione della sola batteria), nonché misure che si traducano in maggiore complessità gestionale, a fronte di assai modesti benefici ottenibili.

Si ritiene, inoltre, necessario che le misure e i percorsi che saranno definiti al fine di stimolare il miglioramento delle *performance* degli SM gas tengano conto delle differenze – già richiamate nelle *Osservazioni generali* – rispetto allo *smart metering* elettrico (in particolare per gli aspetti connessi all'alimentazione del contatore e alle tecnologie di telecomunicazione impiegate per “raggiungerlo”) e, corrispondentemente, anche della differente evoluzione temporale delle installazioni e del diverso grado di maturazione tecnologica delle apparecchiature nei due comparti. Nel settore elettrico, infatti, il sistema di *smart metering* è stato introdotto e implementato da un grande operatore che ha svolto il ruolo di apripista ben prima che fossero introdotti obblighi e *standard* relativi alla telelettura. Tali elementi regolatori sono stati introdotti alcuni anni dopo, quando il processo di messa a regime degli SM di prima generazione era di fatto già completato. Diversamente, nel settore del gas, gli obblighi di installazione e messa in servizio sono stati introdotti solo poco dopo l'introduzione sul mercato dei primi SM gas prototipali e quindi ben prima che il processo di *roll out* massivo per i contatori di calibro G4-G6 prendesse avvio. La struttura del settore della distribuzione gas, più frammentata rispetto al settore elettrico, ha anche richiesto un maggiore sforzo di coordinamento per orientare il sistema di *smart metering* verso una maturazione e un consolidamento tecnologico che non sono stati ancora completamente raggiunti e che richiederanno probabilmente ancora qualche anno.

Alla luce di ciò, si ritiene fondamentale che vengano previste forme di gradualità applicativa, riguardando prima la messa a regime dell'attuale parco di SM, per poi introdurre, anche in riferimento alla successiva generazione di *meter*, *standard* più sfidanti ed eventuali funzionalità aggiuntive innovative.

***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?***

Pur prendendo atto dell'orientamento dell'Autorità di superare la possibilità di riclassificare gli SM a

misuratori tradizionali (strumento previsto ai sensi della deliberazione 522/2017/R/gas e dei chiarimenti pubblicati nel luglio 2018), non si può non evidenziare ancora come tale modalità abbia rappresentato uno strumento molto importante, in caso di impossibilità ad accedere da remoto al misuratore elettronico in modo stabile e continuativo, per gestire situazioni di trasmissione particolarmente critica da parte di alcuni SM, in particolare per le imprese che operano in un numero elevato di realtà variamente distribuite sul territorio nazionale, in molti casi caratterizzate da minore densità abitativa e di conseguenza da livelli meno garantiti di copertura delle reti di telecomunicazione mobile da parte dei relativi operatori. Ci si riferisce agli SM per i quali, per ragioni non riconducibili all'impresa di distribuzione (variazioni nella copertura del segnale da parte degli operatori di telefonia mobile, mancata accessibilità fisica ai fini di eventuali interventi di manutenzione su un contatore non funzionante, mancata collaborazione da parte del cliente per l'accesso ai locali ove il misuratore è posizionato) non si riesce a garantire stabilità e continuità della telelettura. Situazioni, queste, che, in mancanza di una soluzione equivalente alla riclassificazione a misuratore tradizionale, rappresenterebbero una notevole criticità e determinerebbero un'ingiusta penalizzazione per le imprese di distribuzione, costrette a erogare indennizzi per mancate letture dovute a cause al di fuori del loro controllo e in assenza di effettivi strumenti per poterli evitare.

Alla luce di queste considerazioni, si riterrebbe pertanto importante che lo strumento della riclassificazione a misuratore tradizionale fosse mantenuto, eventualmente prevedendo - al contempo - un lieve innalzamento degli obiettivi finali di messa in servizio degli SM (passando, ad esempio dall'85% al 90%) per fornire un corrispondente stimolo ad un ulteriore miglioramento della penetrazione degli SM presso l'utenza, e superando contestualmente, tuttavia, altre forme di accelerazione nell'installazione e messa in servizio degli *smart meter* che avevano la loro ragion d'essere con riferimento a *target* intermedi di messa in servizio<sup>3</sup>. In tal modo, anche in linea con quanto evidenziato nella segnalazione interassociativa Assogas/Igas/Utilitalia del 2 agosto u.s., il possibile innalzamento 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.

Comprendendo, d'altra parte, alcune delle ragioni alla base del prefigurato superamento pro-futuro dello strumento della riclassificazione degli *smart meter* a contatori tradizionali, ove l'Autorità intendesse confermare l'orientamento a non mantenere una simile possibilità, per limitare l'impatto di tale modifica dovrebbe essere quantomeno previsto un approccio "ibrido", consentendo ai distributori, nello spirito di quanto indicato nella parte conclusiva della *Nota esplicativa 1* del DCO (ove si fa riferimento ad "*eventuali riclassificazioni a "smart meter"*"), di poter mantenere riclassificati a tradizionali quegli *smart meter* per i quali, al termine del periodo transitorio<sup>4</sup>, non sia risultato possibile ripristinare una situazione di comunicazione stabile e continuativa (ovviamente compensando tale quota di contatori che rimarrebbero riclassificati a tradizionali con sostituzioni aggiuntive di SM sino al

---

<sup>3</sup> Si fa riferimento alle previsioni inerenti agli obiettivi aggiuntivi di sostituzione dei contatori tradizionali non letti da più di un anno ai sensi degli artt. 91 e 92 della RQDG, richiamate più in dettaglio anche nelle osservazioni allo spunto di consultazione Q8.

<sup>4</sup> Durata del periodo transitorio preannunciata nel DCO in 6 mesi ma per il quale, in particolare nel caso in cui non sia dato seguito all'approccio "ibrido" proposto, andrebbe prevista un'estensione almeno a 12 mesi secondo quanto espresso più avanti in risposta al presente spunto per la consultazione.

raggiungimento dell'obiettivo previsto dalla regolazione). Ciò a maggior ragione in considerazione delle problematiche di copertura di rete di telecomunicazione mobile che stanno già iniziando a manifestarsi (e potrebbero verificarsi ancor in maggior misura in futuro) a causa del progressivo *phase out* delle reti di telecomunicazione 2G e 3G, unitamente ad una progressiva maggiore incidenza delle problematiche derivanti dall'esaurimento delle batterie degli SM, specialmente in relazione ai contatori non accessibili fisicamente.

Solo in subordine, anticipando quanto verrà per altri versi espresso in risposta allo spunto di consultazione Q8, si ritiene che gli effetti delle criticità derivanti dal superamento della possibilità di riclassificazione degli SM non comunicanti in modo stabile e continuativo possano essere in qualche modo gestiti anche attraverso un'impostazione del tipo di quella prospettata all'art. 6 della bozza di articolato, 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), per tener conto delle situazioni particolarmente critiche di non raggiungibilità degli SM (e quindi della quota di SM non stabilmente comunicanti e/o non raggiungibili per problematiche della rete di telecomunicazione). Ciò, come verrà più nel dettaglio espresso in risposta agli spunti di consultazione Q8 e Q10, a condizione che il meccanismo permetta al distributore di rimanere effettivamente "neutro" (per intero) per gli importi relativi agli indennizzi erogati ai clienti finali sino al tasso di insuccesso "fisiologico", e quindi senza alcuna delle decurtazioni ed esclusioni ipotizzate nel DCO.

Con riferimento alla tempistica prospettata (90 giorni dall'installazione), entro cui tutti gli SM già installati siano da considerarsi in servizio (ai sensi delle direttive recanti funzionalità e requisiti), si ritiene che, per verificare l'eventuale presenza di problematiche del tipo di quelle che sino ad oggi hanno in alcuni casi condotto alla riclassificazione a misuratore tradizionale degli SM, sia necessario un periodo di tempo più ampio; pertanto, il termine per la messa in servizio degli SM di classe G4-G6 andrebbe fissato in non meno di 6 mesi dall'installazione.

In merito al periodo transitorio ipotizzato, si evidenzia la necessità che tale periodo sia esteso da 6 ad almeno 12 mesi, soprattutto qualora non dovessero risultare accolte le proposte più sopra illustrate in merito alla possibilità di riclassificazione degli *smart meter*. Questo, poiché non risulta praticabile né verosimile riuscire a risolvere in un così ristretto lasso di tempo problematiche di comunicazione, combinate alla non accessibilità fisica dei contatori, che, nonostante gli sforzi dei distributori, possono essersi cumulate nel tempo. E ciò anche in considerazione dell'evoluzione delle criticità di copertura della rete di telecomunicazione, accentuate per effetto del progressivo *phase out* delle reti 2G e 3G (i cui effetti si stanno già oggi concretizzando) e per le politiche di ri-pianificazione della copertura di rete da parte degli operatori di telecomunicazione che, nel periodo di transizione e passaggio alle nuove tecnologie di comunicazione, potrebbero non garantire una completa ed efficace copertura di rete per gli SM ancora comunicanti su reti 2G e 3G.

**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?**

Non si intravedono particolari controindicazioni in merito all'ipotesi di introdurre l'obbligo di raccolta di

una misura mensile per tutti gli *smart meter* di calibro G4 e G6.

Tuttavia, con riferimento all'obbligo di rilevare il prelievo realizzato fino all'ultimo giorno gas del mese di riferimento, si ritiene che l'ipotesi, per i pdr con consumi inferiori a 5.000 Sm<sup>3</sup>/anno, di rilevare la misura mensile in un intervallo temporale ( $\pm 3$  giorni) rispetto all'ultimo giorno gas del mese di riferimento andrebbe opportunamente riconsiderata e rivista. Più in particolare, considerando che tali pdr sono generalmente contraddistinti da prelievi giornalieri di modesta entità, sembrerebbe ragionevole estendere la finestra temporale di rilevazione della loro misura fino a ricomprendere un periodo di 10 giorni complessivi. Comprendendo che una simile proposta potrebbe comportare la necessità di estendere l'attuale tempistica per la messa a disposizione dei dati di misura rispetto a quella attualmente vigente (6° giorno lavorativo), si potrebbe prevedere una finestra di rilevazione della misura asimmetrica, che mantenga il termine del 3° giorno successivo alla fine del mese ma risulti un po' più ampia di quella ipotizzata nel DCO, ovvero una finestra dal 5° giorno antecedente all'ultimo giorno gas del mese di riferimento fino al 3° giorno successivo allo stesso (quindi  $-5/+3$  rispetto all'ultimo giorno del mese).

Tale facoltà andrebbe peraltro estesa anche ai pdr con consumi superiori a 5.000 Sm<sup>3</sup>/anno, in considerazione del fatto che eventuali criticità legate al fattore di instabilità della rete di comunicazione gestita dagli operatori di telefonia mobile (non dipendenti dall'impresa di distribuzione, quali ad esempio la saturazione o temporanea non disponibilità della "cella radiomobile"), unitamente alla frequenza di "risveglio" per l'invio della telelettura necessariamente diradata (per garantire la durata delle batterie, nel contesto di un sistema di *smart metering* gas per sua natura caratterizzato da un'architettura che richiede un'ottimizzazione nella gestione dell'alimentazione degli apparati<sup>5</sup>), sono aspetti che possono rendere problematico assicurare sempre ed in ogni caso la raccolta del prelievo sino all'ultimo giorno gas di ciascun mese solare, indipendentemente dalla classe di consumo del pdr (sia essa inferiore o superiore a 5.000 Sm<sup>3</sup>/anno).

Le finestre prospettate sarebbero, peraltro, compatibili con la normativa tecnica vigente e non determinerebbero la necessità di una sua modifica. Diversamente, qualora venissero implementate le proposte contenute nel DCO e i conseguenti *target*, particolarmente sfidanti, sarebbe necessario verificare la necessità di una modifica, di aspetti anche rilevanti, della predetta normativa tecnica.

Inoltre, come anticipato nelle *Osservazioni generali*, in relazione alle considerazioni evidenziate e anche in prospettiva dell'ingente incremento del volume di dati che dovranno essere verificati, validati e trasmessi al SII da parte delle imprese di distribuzione, non si condivide l'ipotesi di ridurre l'attuale tempistica (6° giorno lavorativo) di messa a disposizione dei dati di misura, che non solo non andrebbe ridotta, ma andrebbe per contro estesa almeno sino a ricomprendere i primi 8+10 giorni lavorativi del mese successivo a quello cui si riferiscono i dati di misura. Ciò anche in considerazione di quanto previsto nel settore elettrico con riferimento agli SM di prima generazione trattati per fasce ai sensi del TIS (comparabili per tipologie di consumo agli SM G4-G6 del settore gas), per i quali la tempistica

---

<sup>5</sup> Come già evidenziato anche in altre occasioni, per effetto delle differenti tecnologie di alimentazione, il contatore elettronico del gas ha di norma una frequenza di "risveglio" per l'invio della telelettura diradata (per garantire la durata delle batterie) rispetto allo *smart meter* elettrico e, qualora al risveglio del contatore dovessero presentarsi delle difficoltà di telecomunicazione, potrebbe essere necessario attendere altri 3 giorni (o anche più, ad es. 7, per quelle imprese che, al fine di ottimizzare il consumo delle batterie, hanno avviato piani di riprogrammazione delle finestre di risveglio su base settimanale) prima che lo stesso *meter* si risvegli nuovamente.



per la messa a disposizione dei dati al SII risulta notevolmente superiore (ossia entro il giorno 20 del mese successivo a quello cui i dati si riferiscono, ai sensi dell'art. 23, comma 23.5, lettera a del TIME). Per quanto invece riguarda la possibilità di prevedere fin d'ora la necessità del dettaglio giornaliero anche per gli SM di calibro G4 e G6, non si ritiene opportuno sia dato seguito a tale proposta in considerazione degli esegui benefici ritraibili per pdr caratterizzati da consumi contenuti (come appunto quelli relativi agli SM G4 e G6), soprattutto se raffrontati alle problematiche che potrebbero invece sorgere a causa dell'ingente mole di dati che verrebbero scambiati tra SM e SAC (quindi con rilevanti impatti in termini di consumo della batteria degli SM) e tra impresa di distribuzione, SII e società di vendita (SdV), nonché per gli impatti operativi e gestionali in termini di eventuali necessità di rettifica dei dati da dover gestire, qualora parte degli stessi venissero forniti come stima e non come dati effettivi.

Relativamente alla proposta abrogazione delle "deroghe" alle frequenze di raccolta della misura per gli SM G4 e G6 previste dal punto 6 della delibera 117/2015/R/gas, non si formulano particolari osservazioni, fermo restando quanto già osservato in risposta allo spunto di consultazione Q2 circa l'ipotesi di superamento della possibilità di riclassificazione a misuratore tradizionale degli SM che non comunicano in modo stabile e continuativo.

***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?***

Come anticipato in risposta al precedente spunto di consultazione Q3, si ritiene che il periodo di tempo nel quale è possibile rilevare le misure al fine della riconduzione della lettura della fine del mese andrebbe modificato fino a ricomprendere almeno i 5 giorni antecedenti e i 3 successivi l'ultimo giorno gas del mese di riferimento per tutti gli SM G4 e G6 indipendentemente dalla classe di consumo dei pdr (sia essa inferiore o superiore a 5.000 Sm<sup>3</sup>/anno).

***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?***

Non si formulano particolari osservazioni in merito agli spunti di consultazione Q5 e Q6, riguardanti specificamente il processo di fatturazione delle SdV nei confronti dei clienti finali.

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

Come anticipato nelle *Osservazioni generali* e in risposta allo spunto per la consultazione Q3, anche in considerazione del maggior volume di dati da trasferire, per effetto della prospettata introduzione della frequenza mensile di lettura degli SM G4-G6, non si condivide la prefigurata riduzione dell'attuale tempistica (6° giorno lavorativo) per la messa a disposizione delle misure al SII, che andrebbe per contro estesa almeno sino a ricomprendere i primi 8÷10 giorni lavorativi del mese. Una simile, limitata estensione di tale tempistica, oltre che ragionevole alla luce della particolare articolazione e della sequenza dei passaggi necessari nell'ambito della misura gas, parrebbe anche coerente rispetto a

quanto previsto nel settore elettrico, nel quale, come evidenziato nelle *Osservazioni generali*, per categorie di SM comparabili ai G4-G6 del gas la tempistica di messa a disposizione delle misure al SII è notevolmente più elevata (entro il giorno 20 del mese successivo a quello cui i dati si riferiscono).

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

Fermo restando quanto espresso in risposta allo spunto di consultazione Q2 (in merito alla necessità che possa essere almeno consentito alle imprese di distribuzione di mantenere riclassificati a tradizionali quegli SM che, a valle del periodo transitorio, non sia risultato possibile riportare ad una situazione di comunicazione stabile e continuativa), in linea generale si ritiene ragionevole – al netto degli aspetti che saranno evidenziati nell'ultima parte della risposta al presente spunto per la consultazione – l'orientamento in tema di indennizzi automatici nei confronti del cliente finale prefigurato dall'Autorità. Inoltre, come anticipato in risposta allo spunto di consultazione Q2, si ritiene che l'impostazione proposta, con l'introduzione di un tasso di insuccesso "fisiologico" determinato in relazione alla frazione degli SM non raggiungibile, possa rappresentare una possibile soluzione per evitare le criticità altrimenti insite nel prospettato superamento della possibilità di riclassificazione a tradizionali degli SM che non comunicano in maniera stabile e continuativa, purché – come anticipato nelle *Osservazioni generali* e come sarà più dettagliatamente espresso in risposta allo spunto per la consultazione Q10 – il meccanismo di compensazione degli indennizzi erogati ai clienti finali mantenga realmente indenne il distributore da tali importi sino al tasso di insuccesso "fisiologico", senza le decurtazioni e le esclusioni ipotizzate nel DCO.

Con riferimento alle tempistiche prospettate in relazione ai mesi oltre i quali, in assenza di letture effettive, si determinerebbe l'obbligo di corrispondere l'indennizzo automatico nei confronti del cliente finale, si ritiene che, in fase iniziale, il termine andrebbe fissato in 3 mesi, come ipotizzato nel DCO, rimandando ad un momento successivo, da definire sulla base delle risultanze di un periodo di monitoraggio dell'attività degli operatori, l'eventuale prospettata riduzione a 2 mesi.

Riguardo l'ambito di applicazione proposto per il nuovo meccanismo di indennizzi, l'orientamento di riferirlo ai soli SM G4-G6 che, ancorché non esattamente indicato, sembra emergere in linea di massima dagli elementi complessivamente prospettati nel DCO, si riterrebbe ragionevole. Diversamente dovrebbe essere meglio chiarito e specificato per potersi esprimere in proposito e formulare osservazioni ed eventuali proposte alternative.

Con riferimento alla quantificazione ipotizzata per l'indennizzo, invece, 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 che per il settore gas sia fissato un importo addirittura superiore a quello al momento previsto per il settore elettrico (10 €); si ritiene invece che l'indennizzo per il settore gas andrebbe fissato, almeno in una fase iniziale, ad un livello inferiore a quello in essere nel settore elettrico, in ragione di quanto precedentemente esposto nelle *Osservazioni generali* e nella risposta allo spunto per la consultazione Q1.

Non si esprimono particolari osservazioni sul regime degli indennizzi per i contatori tradizionali, ferma restando l'opportunità di rivedere le previsioni inerenti agli obiettivi aggiuntivi di loro sostituzione ex

artt. 91 e 92 della RQDG, come anche evidenziato nella segnalazione interassociativa Assogas/Igas/Utilitalia del 2 agosto u.s. ad oggetto “*Criticità derivanti da applicazione artt. 91 e 92 della RQDG 2020-2025*”<sup>6</sup>.

Al fine di ridurre i casi di mancata rilevazione della lettura sui 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 in riferimento a SM che necessitano di manutenzione), come richiamato nelle *Osservazioni generali*, si riterrebbe peraltro opportuno che l’Autorità valutasse l’introduzione di misure per agevolare gli interventi di spostamento del misuratore in posizioni facilmente accessibili all’impresa di distribuzione, adottando provvedimenti analoghi a quelli che stanno interessando il settore elettrico (cfr. deliberazione 467/2019/R/eel “*Avvio di una regolazione sperimentale in materia di ammodernamento delle colonne montanti vetuste degli edifici*”)<sup>7</sup>.

Non si condivide, inoltre, la proposta di cui all’art. 5, punto iv, della bozza di articolato di rimuovere gli SM dal campo di applicazione delle disposizioni 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. Come si è più volte evidenziato, anche gli SM – in particolare quelli non accessibili fisicamente – possono essere affetti da problematiche riguardanti la copertura della rete di telecomunicazione che non sono dipendenti dall’operato dell’impresa di distribuzione ed in relazione alle quali la medesima impresa di distribuzione non dispone di strumenti risolutivi. Si pensi, ad esempio, ad uno SM che smette di comunicare a seguito di una modifica nella copertura della rete di telecomunicazione mobile (riorientata dal relativo operatore e ridotta in alcune zone a potenziamento di altre). In un caso di questo tipo, l’inaccessibilità fisica dello SM potrebbe rendere difficoltoso o addirittura impedire – qualora non vi sia collaborazione del cliente finale nel consentire l’accesso ai locali dove è collocato il misuratore – un eventuale intervento per sostituire la SIM (o interamente il contatore, nel caso dei modelli per i quali non è possibile sostituire la sola SIM) e provare ad

---

<sup>6</sup> Ciò anche al fine di non vanificare gli effetti delle proroghe disposte dalla deliberazione 501/2020/R/gas (per il raggiungimento del *target* finale di installazione e messa in servizio previsto dalla deliberazione 631/2013/R/gas e s.m.i.), in conseguenza degli effetti dell’emergenza epidemiologica da Covid-19, in termini di accresciuta difficoltà per il distributore nell’eseguire prestazioni per le quali è necessario accedere all’abitazione del cliente finale (e pertanto, anche per l’attività di raccolta in campo della misura, in caso di contatori non accessibili o parzialmente accessibili). Dell’evoluzione dell’emergenza sanitaria e dei protocolli sanitari adottati per lo svolgimento delle attività, l’Autorità ha peraltro di recente tenuto conto (deliberazione 349/2021/R/eel) riguardo le tempistiche di messa a regime dei sistemi di *smart metering* 2G nel settore elettrico, prorogando con riferimento all’anno 2021 le franchigie entro le quali non si applicano le penalità per ritardi rispetto alle previsioni di messa in servizio e riservandosi di estendere, in tutto o in parte, anche al 2022 le misure conseguenti all’emergenza da Covid-19 già adottate nel 2020 (deliberazione 213/2020/R/eel).

<sup>7</sup> Ciò presupporrebbe l’effettuazione di opere i cui costi, anche per la parte a carico del cliente finale potrebbero essere ricompresi in tariffa (ric conducendo tali opere a interventi di sviluppo e/o razionalizzazione della rete, in analogia a quanto disposto dall’Autorità nella deliberazione 467/2019/R/eel in relazione all’arretramento dei punti di connessione e al riposizionamento dei contatori elettrici in un vano centralizzato del condominio), oppure trovare ristoro tramite un fondo specificatamente costituito ed alimentato da un apposito gettito tariffario. Misure di questo tipo, peraltro, ben potrebbero inquadrarsi come interventi volti a favorire l’accessibilità del contatore all’impresa di distribuzione, in linea con quanto previsto dall’art. 1, comma 79 della Legge 124/2017 riguardo l’individuazione, da parte dell’Autorità, di “*modalità idonee a favorire l’accessibilità dei gruppi di misura da parte dei distributori*”. Altre misure volte a facilitare l’accessibilità ai contatori potrebbero prevedere:

- l’introduzione di meccanismi di responsabilizzazione del cliente finale prevenendo, ad esempio, la temporanea perdita del diritto a ricevere dal distributore gli indennizzi automatici relativi alle prestazioni di misura in caso di mancata collaborazione da parte del cliente finale nel garantire l’accesso allo *smart meter* fisicamente non accessibile per effettuare operazioni di manutenzione;
- l’effettuazione di azioni di ulteriore sensibilizzazione del cliente finale (anche attraverso i documenti di fatturazione) tramite un messaggio che inviti il cliente finale a contattare l’operatore per la fissazione di un appuntamento per la manutenzione dello *smart meter* e/o la sostituzione del contatore tradizionale al fine di ultimare il processo di sostituzione dei rimanenti contatori tradizionali non accessibili fisicamente, in relazione ai quali, come ricordato, si riscontrano le maggiori difficoltà di accesso.

intercettare il segnale di un altro operatore (sempre che ve ne siano attivi in quella zona con una sufficiente copertura di rete). Potrebbero poi esservi eventuali comportamenti opportunistici da parte di clienti finali che volontariamente intervengono sullo SM non accessibile fisicamente per ostacolare la trasmissione del dato di lettura o che, più semplicemente, non consentono l'accesso al misuratore per l'eventuale manutenzione e/o sostituzione. Tutto questo, unitamente alla possibilità che cause di forza maggiore, quali ad esempio calamità naturali (sempre più frequenti per effetto dei cambiamenti climatici), compromettano temporaneamente la funzione di telelettura degli SM e non rendano possibile una tempestiva azione di raccolta in campo della misura tramite operatore, rende indispensabile che anche per i pdr dotati di SM venga mantenuta l'esimente dal pagamento dell'indennizzo di cui all'art. 15, comma 15.2, lettera a) del TIF<sup>8</sup> con riferimento alle causali di cui all'art. 69, comma 69.1, lettere a) e b) della RQDG 2020-2025.

Si ritiene, altresì, che, con riferimento agli SM, le causali di esclusione dalla corresponsione degli indennizzi automatici (sia nei confronti dei clienti finali che nei confronti degli UdD) andrebbero opportunamente declinate al fine di ricomprendere espressamente anche particolari casistiche di impedimento alla raccolta della misura con riferimento a SM non accessibili fisicamente che in caso di malf funzionamento necessitano dell'accesso per effettuare interventi di manutenzione/sostituzione. Si fa riferimento, in particolare, a SM che sono collocati in strutture le quali, per ragioni di sicurezza, richiedono particolari autorizzazioni per consentire l'accesso all'operatore tecnico e, che, conseguentemente potrebbero dilazionare le tempistiche di intervento (si pensi, ad esempio, alle strutture militari). Inoltre, con riferimento ai contatori di grosso calibro dotati di correttore, andrebbero opportunamente approfondite le casistiche in relazione alle quali fattori connessi ad interventi tecnici in campo sul misuratore e/o sul correttore determinano, per ragioni non riconducibili all'impresa di distribuzione ritardi nella messa a disposizione della misura (si pensi alle tempistiche che potrebbero essere connesse alle attività di verifica periodica ai sensi del DM 93/2017). Anche in relazione a queste casistiche andrebbe opportunamente valutata un'esplicita ricomprensione all'interno delle causali di esclusione dalla corresponsione dell'indennizzo.

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

In relazione a quanto precedentemente esposto nella risposta allo spunto per la consultazione Q8, con particolare riferimento al valore economico dell'indennizzo (che si riterrebbe ragionevole fissare, almeno in una fase iniziale, ad un livello inferiore a € 10,00), si ritiene opportuno introdurre un tetto massimo agli indennizzi erogabili in ciascun anno civile al singolo cliente finale, che potrebbe essere fissato ad un livello corrispondente a non più di tre indennizzi (quindi inferiore a 30 €), dato che importi superiori parrebbero sproporzionati in relazione ai reali effetti negativi e finanziari per il cliente finale gas in conseguenza di una mancata lettura del proprio contatore. Ciò, anche al fine di prevenire possibili comportamenti opportunistici da parte del cliente finale dotato di contatore non accessibile

---

<sup>8</sup> Si segnala, con l'occasione che l'art. 15, comma 15.2, lettera a) del TIF sembra contenere un riferimento alla RQDG (all'art. 58, comma 58.1) da aggiornare in quanto ancora relativo alla RQDG 2014-2019 di cui alla deliberazione 574/2013/R/gas sostituita dalla RQDG 2020-2025 di cui alla deliberazione 569/2019/R/gas (ove il citato riferimento è divenuto l'art. 69, comma 69.1).

fisicamente, volti ad ostacolare la capacità di trasmissione degli apparati di misura *smart* regolarmente funzionanti e/o l'accesso al contatore per intervenire sullo SM che necessita di manutenzione/sostituzione e per la contestuale raccolta *in loco* della misura, casistiche che nella nostra esperienza abbiamo purtroppo rilevato.

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

Come già riportato nelle *Osservazioni generali* e in risposta agli spunti per la consultazione Q2 e Q8, si condivide in linea generale l'ipotesi di introdurre una compensazione per i distributori in relazione agli indennizzi corrisposti sino al raggiungimento del tasso fisiologico d'insuccesso della telelettura così come era stato illustrato durante il tavolo tecnico del 30 ottobre 2020, ma non si ritiene, invece, condivisibile la diversa declinazione applicativa che è stata prospettata nel DCO.

Come già rappresentato, infatti, l'impostazione proposta, che introduce un tasso di insuccesso "fisiologico" (determinato in relazione alla quota di SM non raggiungibile), potrebbe rappresentare una soluzione percorribile per affrontare le criticità derivanti dal superamento della possibilità di riclassificare a tradizionali gli SM che non trasmettono in maniera stabile e continuativa soltanto qualora il meccanismo di restituzione permetta al distributore di ottenere interamente gli importi degli indennizzi erogati ai clienti finali sino al tasso di insuccesso "fisiologico", senza le decurtazioni e le esclusioni ipotizzate nel DCO e, quindi, mantenendo il distributore realmente "neutro" rispetto agli indennizzi conseguenti a problematiche che non dipendono dal distributore e che lo stesso distributore non è in condizione di poter realisticamente risolvere.

Con riferimento ai livelli di insuccesso "fisiologico" ipotizzati nel DCO, andrebbe tenuto conto che i dati forniti dalle associazioni dei distributori - e in base ai quali ARERA indica di aver sviluppato la propria proposta - includono tra gli SM mappati come comunicanti (nel periodo semestrale/annuale oggetto del monitoraggio) anche SM che possono risultare non sempre comunicanti se si considera un intervallo temporale 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 non tale da poter essere ricompreso nello standard di *performance* delineato nel DCO). Inoltre, in ottica prospettica, occorre tenere conto del fatto che buona parte degli SM in campo sono ancora contatori elettronici installati nei primi anni del *roll out* (tra il 2014 e il 2016) e corrispondono ad un insieme di SM per cui sono state rilevate anomalie in fase di avvio del *roll out* massivo, poi risolte con la sostituzione degli SM che presentavano maggiori criticità. Nella prospettiva di un progressivo invecchiamento di tali apparati elettronici, non si ritiene ragionevole ipotizzare, per tale insieme di SM, un livello di affidabilità comparabile a quello degli SM installati successivamente al 2016 e non è possibile escludere l'insorgenza di un più elevato tasso di anomalie nella fase terminale della loro vita utile. Si ritiene, pertanto, che i livelli fisiologici ipotizzati nel DCO andrebbero opportunamente riproporzionati ed in via di prima applicazione innalzati per tenere in considerazione gli aspetti più sopra illustrati. Inoltre, considerato che sinora l'Autorità non ha ritenuto di dar seguito a quanto evidenziato dalle imprese di distribuzione e dalle loro associazioni in merito all'opportunità di mantenere anche per gli SM l'attributo dell'accessibilità/non accessibilità fisica, distinto da quello relativo all'accessibilità alla lettura, si ritiene che il livello fisiologico di mancata telelettura dovrebbe essere opportunamente dimensionato (e maggiorato) anche per tener conto di

possibili evoluzione 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, poi, l'introduzione, nella formula per il calcolo della compensazione *CIND*, del coefficiente "α" che, secondo quanto prospettato, ridurrebbe automaticamente la compensazione di una quota compresa tra il 10 e il 20% (a seconda del valore che verrà fissato dall'Autorità). Si ritiene, inoltre, che il parametro "N" non andrebbe dimensionato in funzione del numero di clienti finali con SM gas di classe G4-G6 (alla fine dell'anno precedente), bensì in funzione del numero minimo di letture che il distributore avrebbe dovuto conseguire per i pdr in relazione ai quali è riferita la compensazione degli indennizzi fino al tasso di insuccesso fisiologico.

Non si condivide affatto, inoltre, la proposta di escludere dal meccanismo di compensazione i casi in cui siano erogati più di 3 indennizzi per anno solare allo stesso cliente finale<sup>9</sup>. Aspetti, questi, che peraltro, come anticipato nelle *Osservazioni generali*, non erano stati affatto prospettati in occasione del tavolo tecnico del 30 ottobre 2020 con le associazioni degli operatori e che, qualora confermati, depotenzierebbero notevolmente l'efficacia della misura ipotizzata, lasciando l'impresa di distribuzione oggetto di un'ingiusta penalizzazione per problematiche cui la stessa non può autonomamente porre rimedio e quindi evitare. Si ricorda infatti che, come già evidenziato, con riferimento alla telelettura il livello di insuccesso "fisiologico", proprio in quanto tale, dipende da cause la cui gestione/risoluzione è solo marginalmente nella sfera di controllo delle imprese di distribuzione. Si tratta di fattori legati a problematiche di copertura della rete di telecomunicazione mobile in alcune zone<sup>10</sup> e combinati alla non accessibilità fisica degli SM, che rende più difficoltoso qualsiasi intervento sul *meter* stesso.

A fronte di ciò l'effetto combinato del coefficiente di riduzione e dell'esclusione dal calcolo della compensazione dei casi di indennizzi ripetuti per cliente finale oltre i 3 per anno solare si tradurrebbe in un'ingiusta penalizzazione per le imprese di distribuzione; penalizzazione che, per quanto riguarda il coefficiente "α", colpirebbe peraltro in maniera indistinta sia le imprese più performanti che quelle caratterizzate da una gestione meno efficace.

Alla luce delle considerazioni rappresentate, si ritiene, pertanto, che il riconoscimento della compensazione debba coprire l'intera quota di indennizzi risultante dall'applicazione del livello fisiologico di insuccesso della telelettura, tenuto conto che la previsione di una progressiva riduzione nel tempo di tale livello fisiologico costituisce già uno stimolo rilevante per le imprese di distribuzione a fare il massimo di quanto in loro potere per garantire un'acquisizione della lettura presso i pdr progressivamente sempre più efficace.

In aggiunta, come già anticipato allo spunto per la consultazione Q8 con riferimento agli orientamenti in tema di indennizzi automatici ai clienti finali, si ritiene che un tasso di insuccesso "fisiologico", sino

---

<sup>9</sup> A meno che ciò risulti in qualche modo coordinato, secondo modalità che però non sviluppate nel DCO, con il tetto massimo agli indennizzi erogabili in ciascun anno al cliente finale e quindi con il loro numero massimo, ove questo sia stabilito in tre indennizzi.

<sup>10</sup> La copertura della rete di telecomunicazione mobile in alcune zone, come già evidenziato, può variare nel tempo anche per effetto delle scelte commerciali e gestionali degli operatori di telecomunicazione, con ri-pianificazione della rete stessa ai fini di un suo efficientamento secondo proprie logiche e con conseguente modifica dell'intensità del segnale da un'area all'altra.

al raggiungimento del quale tenere indenne il distributore rispetto alla corrispondente quota di indennizzi erogata a favore dei clienti finali, andrebbe previsto ed individuato 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 architetture di comunicazione punto-punto e possono diventare non stabilmente comunicanti e/o non raggiungibili per problematiche della rete di telecomunicazione dipendenti dal soggetto terzo che gestisce tale rete. Con riferimento al termine per l'invio della rendicontazione annuale all'ARERA sugli indennizzi automatici erogati, si riterrebbe utile che tale scadenza potesse essere posticipata almeno al 30 aprile, in modo da non sovrapporsi agli altri termini già previsti 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).

***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?***

No, non lo si ritiene preferibile.

Pur ritenendo plausibile, al netto di tutte le considerazioni espresse negli spunti per la consultazione precedenti e subordinatamente alle corrispondenti modifiche indicate che andrebbero apportate, il meccanismo ipotizzato nel DCO all'art. 6 della bozza di articolato ove declinato secondo le modalità inizialmente prospettate nel tavolo tecnico del 30 ottobre 2020, si ritiene che tale impostazione comporti già un certo grado di complessità e di oneri informativi (cfr. comunicazione annuale dei dati relativi agli indennizzi riconosciuti ai clienti finali ipotizzato all'art. 46, comma 46.5 della bozza di articolato) e, pertanto, sarebbe opportuno evitare l'introduzione di ulteriori aggravii. Tanto più che gli stimoli incentivanti sarebbero già forniti, come anticipato in risposta allo spunto per la consultazione Q10, dal progressivo ridursi nel tempo del livello fisiologico di insuccesso della telelettura.

Si ritiene, inoltre, che laddove il tasso di insuccesso fisiologico determinato in base alle *performance* effettiva dell'insieme delle imprese fosse applicato indistintamente a tutti gli operatori, potrebbe penalizzare ingiustamente quei distributori che, per la collocazione geografica dei pdr serviti e per le caratteristiche (in termini di non accessibilità fisica dei contatori) del parco di contatori installati presso i medesimi pdr, possono essere maggiormente esposti alle problematiche riguardanti la copertura della rete di telecomunicazione gestita dall'operatore di telefonia mobile, anche nella prospettiva della progressiva 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 che però comporterebbe sicuramente una notevole complessità gestionale, che si assommerebbe alle problematiche e agli oneri informativi che già caratterizzano il meccanismo base ipotizzato nel DCO.

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

***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?***

***Q15. Si condividono i valori unitari di ciascun indennizzo?***

Non si condivide l'orientamento in tema di indennizzi automatici nei confronti dell'UdD in quanto prefigura un meccanismo di estrema complessità, difficile da comprendere e complicato da "governare".

Nell'ambito della proposta per come rappresentata nel DCO sembra, peraltro, di rilevare taluni possibili refusi nella denominazione di alcuni degli obiettivi individuati, che non agevolano la comprensione del sistema di indennizzi proposto (ad esempio, nella tabella riportata a pag. 35 del DCO e nella nota esplicativa 7 l'obiettivo minimo è indicato come OM3\_QG30, mentre nella bozza di articolato è indicato, presumibilmente per effetto di un errore materiale, come OM2\_QG30).

Nel costruire un nuovo meccanismo di indennizzi nei confronti degli utenti della distribuzione si riterrebbe adeguato definire i livelli iniziali partendo da una situazione in linea con quanto oggi sostenibile per l'operatore e corrispondente ai migliori livelli medi di *performance* attualmente riscontrati, per evolvere poi, con gradualità, verso *standard* più stringenti solo dopo aver rilevato, in un'opportuna fase di monitoraggio, i margini di miglioramento ancora "disponibili"; la proposta illustrata nel DCO appare invece contraddistinta, sin dalle fasi iniziali, da una grande complessità e da nessuna forma di gradualità.

Al fine di consentire all'Autorità di avere reale contezza dei margini di miglioramento effettivamente conseguibili, nel periodo di monitoraggio potrebbero essere previste, quale stimolo a "battere" gli *standard* correnti ed in caso di loro miglioramento per "n" mesi, forme di attenuazione/riduzione degli indennizzi dovuti (una sorta di "bonus") in caso di eventuale successivo mancato rispetto degli *standard* medesimi in mesi successivi.

L'impostazione del meccanismo di indennizzi, che misura il rispetto degli obiettivi minimi per singolo UdD, rende inoltre le dinamiche di rispetto/mancato raggiungimento delle soglie minime molto volatili qualora il parco clienti del singolo UdD sulle reti dell'impresa di distribuzione sia particolarmente ristretto. In relazione a queste particolari casistiche andrebbero pertanto previste opportune tolleranze e/o franchigie.

Tutto ciò premesso, si reputa opportuno che l'eventuale applicazione di un meccanismo del tipo di quello prospettato nel DCO sia implementata in maniera graduale e comunque in esito a un primo periodo di applicazione transitoria durante il quale verificare i risultati ottenibili, prima di passare all'effettiva applicazione dei corrispettivi economici.

Ad ogni modo, sarebbe utile che venissero approfonditi alcuni elementi di dettaglio del meccanismo prospettato, ad esempio confermando che in caso di recupero in campo della misura con l'operatore (relativamente a SM con transitorie problematiche di comunicazione) e conseguente ricostruzione del dettaglio giornaliero precedente, tali misure possano essere considerate come effettive anche ai fini del meccanismo di indennizzi automatici nei confronti degli UdD, per non penalizzare oltremodo le imprese di distribuzione che, a fronte di problematiche transitorie di comunicazione non dipendenti da



loro responsabilità, si adoperano per garantire comunque la raccolta della misura. Inoltre, si ritiene che, al fine di limitare l'impatto economico degli indennizzi (che, per come prospettati, si ritengono nel loro complesso di entità economica sproporzionata), mantenendo comunque l'effetto di stimolo ai distributori a garantire la messa a disposizione di letture effettive in ciascun mese, anziché prevedere un ulteriore indennizzo relativamente al rispetto di quanto previsto dal comma 14bis.2 del TIVG, il recupero di dati di misura effettivi nel mese M+1 rispetto al mese M di competenza potrebbe produrre un effetto attenuante rispetto agli indennizzi per la qualità della misura quantificati in relazione al mese M (compensando gli effetti nel mese successivo in modo da produrre una riduzione dell'indennizzo unitario, ad esempio, da 30€ a 15€ per quanto riguarda l'obiettivo minimo OM2\_QG100).

***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 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 assestamento 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* (e che non risultano 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.***

Come espresso in risposta agli spunti per la consultazione precedenti, non si condivide l'introduzione di un sistema di indennizzi verso gli UdD complesso come quello prospettato. Non si rinviene peraltro nel 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 (circostanza, questa, che parrebbe oltremodo irragionevole, in quanto comporterebbe, in pratica, l'entrata in vigore immediata delle disposizioni, rendendo del tutto

impraticabile la predisposizione dei necessari sviluppi informatici che, invece, richiederebbero almeno 18/20 mesi per la loro 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**

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 sugli *smart meter gas*, e, almeno in questa fase, non sembra opportuno sovraccaricare con altre funzionalità aggiuntive una tecnologia 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 della definizione delle eventuali ulteriori caratteristiche che potrebbero essere sperimentate per gli SM gas di seconda generazione (in analogia a quanto avvenuto per talune ulteriori funzionalità dello SM elettrico di seconda generazione). Ad ogni modo, qualora l'ARERA decidesse di regolare tali sperimentazioni già prima della predetta evoluzione tecnologica dello SM gas di seconda generazione, si ritiene necessario che siano ben stabilite e puntualmente dettagliate da un punto di vista di 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 ritiene importante che l'Autorità abbia già previsto la necessità che l'introduzione di funzionalità aggiuntive a livello sperimentale sia sottoposta preventivamente ad analisi costi-benefici e che tutte le funzionalità aggiuntive debbano poter essere disattivate in modo da garantire il rispetto dei vincoli di interoperabilità e intercambiabilità definiti dalla normativa tecnica. Data l'importanza che tali aspetti assumono nella 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.

Con riferimento alla possibilità di disattivare le funzioni aggiuntive, ferme restando le osservazioni di cui sopra in tema di intercambiabilità e facoltatività di impiego, andrebbero anche considerate eventuali

ricadute della facoltatività di loro utilizzo rispetto all'aspettativa comunque indotta nei clienti finali. Il cliente finale a conoscenza di eventuali funzionalità aggiuntive associate al suo SM, in caso di avvicendamento dell'impresa di distribuzione nella gestione del pdr, potrebbe infatti attendersi che il nuovo gestore continui ad assicurare l'utilizzo di tali funzionalità; circostanza che potrebbe invece non verificarsi, stante comunque il puntuale rispetto della regolazione vigente da parte del nuovo gestore. 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 nei diversi ATEM.

Stanti le considerazioni sopra riportate, si evidenzia comunque l'utilità e l'interesse verso funzionalità aggiuntive volte in particolare, in questa fase, 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, ad esempio, 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 aggizionali che verrebbero sostenuti per l'introduzione delle nuove funzionalità oggetto di sperimentazione non è chiaro come il contributo a copertura parziale sarebbe 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, a copertura “parziale” dei costi aggizionali per le funzionalità oggetto di sperimentazione viene infatti prospettata l'individuazione di un contributo non superiore ad una certa percentuale (nell'ordine del 60÷75%) del costo *standard* di capitale previsto dalla regolazione tariffaria vigente per il servizio di misura con *smart meter* gas; ma non viene specificato se tale contributo sarà riconosciuto in via forfettaria per pdr incluso nella sperimentazione oppure in che misura/percentuale i costi aggizionali sostenuti saranno coperti (se interamente sino alla concorrenza del contributo massimo o meno).

Al netto di tutte queste considerazioni, si ritiene di raccomandare ad ogni modo che l'impegno profuso nello svolgimento e conduzione delle sperimentazioni non distolga l'attenzione di tutti gli attori dal *focus* prioritario che al momento dovrebbe caratterizzare lo *smart metering* gas, ossia dalle attività di miglioramento degli *standard* e della stabilità delle attuali architetture tecnologiche utilizzate per lo SM.