



**ASSOGAS**

**Associazione Nazionale Industriali Privati Gas e Servizi Energetici**

Piazza Luigi di Savoia 22 - 20124 Milano

Telefono: +39 02 73.810.79; Telefax: +39 02 733.342

[www.assogas.it](http://www.assogas.it) - [segreteria@assogas.it](mailto:segreteria@assogas.it)

Codice Fiscale 97002680151

**Prot. n. 179/2021**

**AUTORITA' DI REGOLAZIONE PER ENERGIA, RETI E AMBIENTE**

**Documento per la consultazione n. 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 e proposte ASSOGAS  
Milano, 6 agosto 2021**



CONFINDUSTRIA

### Osservazioni di carattere generale

ASSOGAS apprezza la nuova occasione di confronto offerta da ARERA sulla regolazione della misura gas, in particolare relativa agli output e alla performance del servizio nonché agli obblighi di fatturazione.

Nel merito del documento oggetto di commento, ASSOGAS comprende e ritiene condivisibile il rationale alla base degli interventi proposti ovvero il miglioramento della qualità del servizio di misura gas sia in relazione al singolo cliente sia in ottica sistemica.

In quest'ottica, come Associazione rappresentativa di aziende di medie e piccole dimensioni attive nella distribuzione gas, sostiene un percorso graduale e preventivamente ben definito, in cui gli obblighi di messa in servizio dei misuratori smart possano essere estesi anche alle imprese distributrici con meno di 50.000 clienti finali serviti. Diverse imprese di piccole dimensioni stanno infatti già procedendo nello sfidante percorso di messa in servizio di sistemi di smart metering, pur in assenza di un obbligo regolatorio nel merito, al fine di garantire un accesso ed un'erogazione del servizio ai propri utenti uniforme al resto del territorio nazionale. Formalizzare tale processo, sarebbe pertanto un passo ritenuto auspicabile.

ASSOGAS, allo stesso tempo, ritiene che tutte le importanti ed impattanti misure che scaturiranno in esito al processo di consultazione, debbano essere inquadrare e perimetrare nel contesto di riferimento delle attuali tecnologie oggi presenti.

Nello specifico, l'installazione e la messa in servizio e la gestione degli smart meter sono caratterizzate da due elementi peculiari del mercato della distribuzione gas:

- 1) Gli smart meter gas funzionano tramite batteria; non sono quindi collegati a rete elettrica;
- 2) La maggior parte degli smart meter messi in servizio in Italia è caratterizzata da un sistema di comunicazione basato sulla tecnologia 2G.

Tali due elementi sono forieri, come noto, di significative criticità, così riassumibili:

- 1) Le batterie sono soggette ad una forma di deperimento accelerato, che in larga parte comporta e comporterà il cambio delle stesse: ciò ovviamente può portare a disagi nel corretto utilizzo delle funzionalità degli smart meter. Vi è, quindi, un trade off tra la durata delle batterie e il numero di accensioni/trasmissioni, che rende necessaria particolare cautela nella temporizzazione delle accensioni/trasmissioni nonché nella quantità dei dati trasmessi.
- 2) La tecnologia 2G è una tecnologia obsoleta sui cui le società di telecomunicazioni, oltre alla problematica relativa alla possibile scadenza delle licenze prevista per il 30/06/2022, ovviamente non intendono più investire, rendendo, di fatto, la tecnologia 2G un sistema morente e non più sviluppabile. Si aggiunga che la tecnologia NB-IoT non presenta oggi un'offerta strutturata e diffusa di prodotti di comunicazione e che, in ogni caso, la nuova tecnologia non permetterà lo switch sulle reti di nuova generazione degli smart meter gas attualmente installati e in trasmissione mediante 2G.

Quanto sopra riportato evidenzia che **il quadro di riferimento in cui gli operatori della distribuzione gas oggi si muovono è strutturalmente diverso da quello del comparto elettrico** e un allineamento della regolazione dei due settori, cui mira il DCO, non appare realisticamente perseguibile.

Per tale motivo, la Scrivente ritiene indispensabile che tutte le misure intraprese dal Regolatore tengano conto delle evidenze sopra descritte che rappresentano, a tecnologie

attuali, un limite invalicabile, nonché, a dispetto della considerazione espressa nel DCO che gli strumenti in uso siano da considerarsi maturi e affidabili, del fattore obsolescenza tecnologica di questi strumenti. Si ha infatti prova della continua evoluzione sia in termini di prestazioni aggiuntive degli strumenti (i c.d. meter di seconda generazione) che di tecnologia trasmissiva.

ASSOGAS, analogamente ad altre associazioni del settore (v. lettera ANIGAS, ASSOGAS, IGAS Utilitalia del 18 maggio 2021 – prot. ASSOGAS 098/2021) è disponibile e auspica uno o più incontri di approfondimento con il Regolatore per la qualificazione e quantificazione degli elementi necessari alla definizione della più opportuna soluzione in proposito, anche con riferimento al trattamento del valore residuo di misuratori non ammortizzati per loro sostituzione anticipata in conseguenza dello spegnimento della rete 2G.

Relativamente alle tempistiche di entrata in vigore delle disposizioni presentate nel DCO, si evidenzia come qualora queste coincidessero con l'inizio dell'anno 2022 sarebbero eccessivamente ristrette considerata la portata degli interventi prospettati. Si suggerirebbe pertanto di considerare il 2022 come un periodo di sperimentazione dei nuovi sistemi e procedere con l'applicazione dei nuovi obblighi/ indennizzi almeno dal 2023.

Stanti tali premesse, in ottica di fattiva collaborazione, si espongono di seguito le osservazioni relative ai singoli spunti di consultazione.

#### **Risposte ai singoli 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?***

L'obiettivo di assumere che la raccolta della misura possa avvenire regolarmente entro un lasso di tempo ragionevole a partire dalla installazione del misuratore è condivisibile, pur dovendosi tenere, per la sua realizzazione, in adeguata considerazione le criticità di funzionamento/comunicazione dati che alcuni misuratori smart presentano. Per tale ragione, non si concorda con la previsione di raggiungere l'obiettivo citato attraverso il superamento del concetto di "riclassificazione a meter tradizionale" (v. risposta allo spunto di consultazione Q2).

Si ritiene comprensibile l'obbligo di disporre di letture effettive con cadenza mensile, pur evidenziando come l'incremento dei costi connesso alle più frequenti attività di rilevazione e validazione dati dovrebbe poi trovare adeguata copertura tariffaria (v. risposta allo spunto di consultazione Q4).

Più critica potrebbe invece essere la declinazione pratica dell'obiettivo di minimizzare le c.d. "code di fatturazione", a fronte dell'aumento delle misure da validare da parte del distributore (v. risposta allo spunto di consultazione Q7).

Come anticipato nelle considerazioni generali di risposta al DCO, non si ritiene assolutamente condivisibile l'obiettivo di coordinare la regolazione degli indennizzi automatici nei settori dell'energia elettrica e del gas naturale, date le specificità tecnologiche e relative criticità, che differenziano i due comparti.

Non si ritiene nemmeno condivisibile la prospettiva che, a medio termine, ogni mese sia disponibile un set completo di letture con dettaglio giornaliero per tutti i punti di riconsegna. Tale previsione, infatti, non garantirebbe un corretto trade off tra oneri gestionali (molto

gravosi) posti in capo ai distributori e conseguenti (ridotti) benefici nei processi commerciali che si determinerebbero per le società di vendita e conseguentemente i clienti finali.

**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?**

Gli interventi relativi al superamento della possibilità che gli smart meter installati possano operare, di fatto, ancora come misuratori tradizionali sono ritenuti critici. Ciò stante l'evidenza di alcune aree del Paese caratterizzate da una minore raggiungibilità comunicativa rispetto ad altre e considerate le criticità connesse al funzionamento dei misuratori smart ricordate nella premessa di risposta al DCO.

Date tali notevoli criticità, qualora si volesse proseguire nell'implementazione della proposta di superamento della riclassificazione, una gradualità nell'applicazione della misura sarebbe indispensabile. La declinazione pratica di tale applicazione progressiva della misura dovrebbe essere legata non tanto a specifiche tempistiche quanto a dati effettivi di funzionamento del sistema di smart metering gas.

Per quanto concerne la previsione che il soggetto responsabile del servizio di misura sia tenuto ad assicurare la messa in servizio di ciascun gruppo di misura entro 90 giorni dalla sua installazione, se ne evidenzia la particolare criticità per le imprese che detengono, ai sensi della delibera 631-13 e successive, ancora degli obblighi di installazione successivi all'anno corrente. La previsione impatterebbe infatti fortemente sulla programmazione di posa e messa in servizio già avviata. Alla luce di tale aspetto, si riterrebbe preferibile per gli operatori che detengano obblighi di installazione e messa in servizio per i prossimi anni, che l'applicazione del termine di 90 giorni sia valevole solo sulle percentuali di obbligo di messa in servizio relative agli anni passati e non sui misuratori posati in eccedenza rispetto a tali obiettivi (ad es. operatori con 50.000-100.000 PdR serviti che abbiano già messo in servizio l'8% dei misuratori di classe G4/G6 al 31/12/2018, per i misuratori in eccedenza rispetto all'obiettivo dell'8%, dovrebbero poter disporre di tutto il tempo dalla posa fino alla scadenza del 31/12/2023 relativa al loro successivo target).

**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?**

Relativamente alla prospettata estensione agli smart meter di classe G4 e G6 della frequenza mensile di raccolta della misura già vigente per i calibri maggiori, si evidenzia come sia compatibile con l'attuale norma UNI 11291-12-1:2020. Più precisamente, i prospetti A.4 "Parametri di riferimento per GdM con comunicazione GPRS" e A.5 "Parametri di riferimento per GdM con comunicazione NB-IoT" considerano, infatti, per i GdM in servizio una comunicazione ogni tre giorni alle quali vanno aggiunte due comunicazioni di fine fatturazione una volta al mese. Una strategia di lettura così configurata dovrebbe consentire, in condizioni di servizio "normali" (ovvero con GdM non sottoposti a condizioni climatiche particolarmente difficili), un funzionamento per 15 anni del misuratore con un solo cambio di batteria.

Per quanto riguarda gli smart meter attualmente installati, tale scenario è da considerarsi teorico in quanto confutato dalle evidenze pratiche che, a fronte di aggiornamenti firmware

predisposti dai produttori, di invii di comandi per intensificare la frequenza di trasmissione, nonché della gestione dell'elettrovalvola, hanno fino ad oggi comportato una durata della batteria mediamente inferiore alle previsioni dei costruttori e quantificabile in circa 5 anni.

Si evidenzia inoltre come un incremento della frequenza di raccolta si traduca per gli operatori della distribuzione in un più elevato costo da sostenere per l'attività di validazione delle misure raccolte che richiederebbe un conseguente adeguamento della componente t(rac).

Infine, come già accennato nella risposta allo spunto di consultazione 1, la necessità di dettaglio giornaliero per i misuratori G4-G6 non è condivisa neanche a medio termine. Lo scopo di tempestivi aggiornamenti contrattuali potrebbe essere perseguito attraverso l'invio da parte del distributore, "a richiesta puntuale" del venditore, di letture di switch, cessazione e voltura.

La possibilità, nel caso di punti con consumo annuo sino a 5.000 Smc, di raccogliere la lettura nei tre giorni precedenti o successivi alla fine del mese è ritenuta condivisibile.

**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?**

La soluzione proposta presenta dei potenziali impatti critici, per alcune aziende associate, sui calendari di fatturazione e sulle code di stima. Si riterrebbe pertanto opportuno un maggiore approfondimento delle proposte di concerto con gli stakeholder impattati.

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

La previsione di una compressione del tempo a disposizione delle imprese di distribuzione per mettere a disposizione del SII, e quindi agli utenti della distribuzione, le misure raccolte è ritenuta critica. Ciò anche in considerazione del combinato disposto di un aumento delle misure da validare. L'invio delle letture al SII entro il 4° giorno lavorativo (soprattutto considerando che per i consumi <5000 SMC/anno le letture potranno essere effettuate fino al 3° giorno gas successivo all'ultimo giorno gas del mese di riferimento) sarà infatti possibile solo ricorrendo a processi di validazione automatizzati e questo necessariamente impatterà sulla qualità della misura, limitando di molto il tempo a disposizione degli operatori per verificare eventuali incongruenze.

Qualora nonostante le precitate criticità si intenda proseguire con la proposta presentata, si suggerisce che possa essere previsto un invio multiplo flussi al SII, dal 3° gg precedente al fine mese, in modo da consentire una più diluita ed efficace attività del distributore.

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

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

Stante le criticità più volte ricordate connesse all'implementazione del sistema di smart metering gas, l'orientamento di prevedere degli indennizzi automatici nei confronti del cliente finale nel caso di mancata messa a disposizione al SII di letture effettive, non è condiviso se non per i casi di comprovata responsabilità dell'operatore della distribuzione.

Nello specifico non si condivide il nuovo comma 17.3 "per i punti dotati di smart meter non si applica quanto previsto all'articolo 15, comma 15.2 del TIF."

Occorre infatti ricordare che la mancata rilevazione della lettura potrebbe essere imputabile a molteplici cause, tra cui ad esempio calamità naturali, emergenze sanitarie o dal comportamento volontario del cliente finale (manomissione o danneggiamento contatore o apparato di trasmissione). Per tali casistiche dovrebbe essere riconosciuta, anche per i punti dotati di smart meter, l'esenzione dall'obbligo di indennizzo.

Nel merito dell'ammontare dell'indennizzo, si rileva una disparità con il settore elettrico per cui è pari a 10 euro, a fronte delle più volte ricordate problematiche sofferte dal comparto della misura gas.

Per quanto concerne il periodo di tempo privo di letture effettive passato il quale si generi il diritto all'indennizzo, si riterrebbe opportuno prevederlo pari a quattro mesi consecutivi come prospettato in precedenti DCO.

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

**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?**

Date le caratteristiche peculiari del settore della misura gas, la previsione di un meccanismo che riconosca al distributore i costi sostenuti per gli indennizzi erogati al cliente finale, limitatamente al livello di "insuccesso fisiologico", è ritenuta indispensabile.

Non appare tuttavia chiaro quali siano i dati a partire dai quali si sia determinato il tasso di insuccesso fisiologico presentato ai fini del calcolo del CIND.

L'unico spunto presente è nella nota 6 a pag. 20 del DCO, dalla quale, però, non si comprende se il tasso di insuccesso sia da intendersi ad ogni sessione di rilevazione oppure a livello annuale.

Nel primo caso, per coerenza, la formula del CIND dovrebbe essere corretta con un moltiplicatore che rappresenti il numero di letture/anno attese.

Nel secondo caso (tasso di insuccesso annuale) bisognerebbe invece sapere a che tempistiche di rilevazione sia riferito: se si considerano le 1/2/3 volte l'anno prescritte dal TIVG (per le quali la finestra temporale di rilevazione è ampia fino a 4 settimane) o se si tratta di rilevazioni mensili (e in questo caso se sia considerata valida una misura ricevuta in un momento qualsiasi del mese o solo a fine mese, come nello scenario presentato dal DCO in commento). Il tasso fisiologico da considerare ai fini del CIND dovrebbe quindi essere corretto al rialzo per tenere conto delle diverse frequenze e tempistiche di rilevazione del campione originario.

Inoltre, ipotizzando che il tasso di insuccesso sia riferito ai soli smart meter di piccolo calibro, dalla nota si può dedurre che le percentuali di insuccesso indicate riguardino i distributori di maggiori dimensioni (la statistica parte dal 2016, anno in cui i soggetti di minori dimensioni non avevano obblighi di messa in servizio e i medi avevano solo il 3%). Anche nell'ipotesi che il tasso di insuccesso di cui alla nota 6 sia coerente con le tempistiche e modalità di rilevazione previste nel futuro scenario, si segnala come il 4/5% proposto come tasso di insuccesso fisiologico per il calcolo del CIND del 2022 per la totalità degli operatori sia un



target non coerente a fronte della performance del 5,3% ottenuta dai distributori che detenevano nel 2020 un'esperienza quinquennale e che, come il trend riportato nella nota 6 dimostra, hanno ottenuto questo risultato nel corso di anni di perfezionamento sia tecnologico che organizzativo.

Si riterrebbe pertanto importante che i dati utilizzati da codesta Spettabile Autorità ai fini dell'analisi e della determinazione del tasso fisiologico di insuccesso e della formulazione di CIND fossero resi pubblici al fine di consentire una più compiuta valutazione, nonché se e quanto tali parametri possano essere effettivamente rappresentativi di tutti gli operatori del settore.

**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?**

**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?**

**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.**

Si condividono gli orientamenti presentati.

\*\*\*

Auspico che le osservazioni qui formulate possano rappresentare per l'Autorità un contributo interessante ed utile e dichiarandoci come sempre a completa disposizione per fornire ogni eventuale ulteriore chiarimento, porgiamo cordiali saluti.

 ASSOGAS  
**Associazione Nazionale Industriali  
Privati Gas e Servizi Energetici**  
**Il Direttore Generale**  
Dott. Giampaolo Russo  
