

**HERA S.p.A.**

**Holding Energia Risorse Ambiente**

Sede legale: Viale C. Berti Pichat 2/4 40127 Bologna

tel. 051.287111 fax 051.287525

[www.gruppohera.it](http://www.gruppohera.it)

**Osservazioni del Gruppo Hera al**

**DCO 263/2021/R/GAS**

**“REGOLAZIONE DEGLI OUTPUT E DELLA PERFORMANCE DEL  
SERVIZIO DI MISURA E DEGLI OBBLIGHI DI FATTURAZIONE”**

Il Gruppo Hera **condivide l'obiettivo generale** che l'intervento regolatorio prospettato nel documento di consultazione intende perseguire: la razionalizzazione e il miglioramento della qualità del servizio di misura sono senza dubbio cruciali sia in relazione alle ricadute positive sul singolo cliente finale che sul funzionamento dell'intero sistema.

Il perseguimento di tale obiettivo, condiviso, presuppone **rilevanti modifiche all'attuale assetto regolatorio** con riferimento a molteplici aspetti. In linea di principio, quanto più è ambizioso l'obiettivo da perseguire e quanto più risultano articolati e sfidanti i nuovi obblighi, tanto più, proprio a garanzia del raggiungimento dell'obiettivo, è fondamentale garantire una **adeguata gradualità**. Si apprezza pertanto l'introduzione dei **cd periodi transitori** (es. tempo necessario alla messa in servizio degli *smart meter* esistenti, la contrazione progressiva del tempo per la messa a disposizione dei dati al SII, così come il carattere progressivo delle modifiche in relazione al nuovo sistema di indennizzi), ma, per un più agevole conseguimento degli obiettivi generali, si propone tuttavia una **diversa articolazione e profondità di tali transitori, evitando decorrenze infrannuali**, che mal si coniugano con la semplicità, linearità e chiarezza.

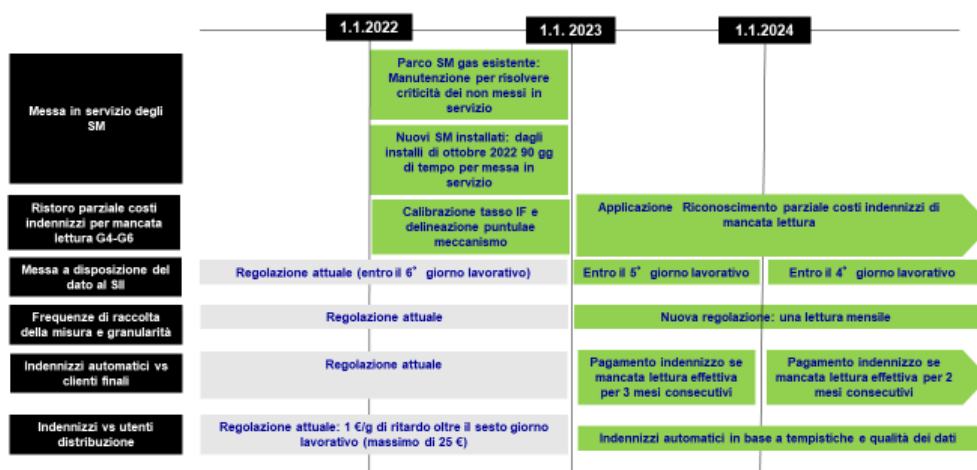
Come verrà argomentato in maniera dettagliata negli specifici spunti di consultazione, a garanzia del raggiungimento degli obiettivi e onde evitare coesistenza di diverse regole all'interno dello stesso anno solare (con conseguenti problemi di armonizzazione delle regole e di gestione dei sistemi e delle reportistiche), si propone

una diversa articolazione delle decorrenze degli specifici aspetti del nuovo impianto regolatorio, di seguito sinteticamente riportate:

1. 1/1/2022: decorrenza del nuovo provvedimento, con anno 2022 inteso come **transitorio** da dedicare alla messa in funzione degli *smart meter* esistenti e **monitoraggio** da impiegare per la calibrazione del tasso IF, preferibilmente per azienda
2. 1/1/2023: decorrenza aumento della frequenza di raccolta della misura, conseguente applicazione degli indennizzi ai clienti finali in modalità “transitoria” e meccanismo di riconoscimento parziale dei costi fino al livello fisiologico, nuova regolazione degli indennizzi agli Udd, messa a disposizione dati al SII in 5 gg
3. 1/1/2024: decorrenza regime degli indennizzi ai clienti finali e decorrenza regime tempi di messa a disposizione dati al SII

Per maggiore chiarezza vedasi la figura 1 sotto riportata.

**Figura 1: Proposta decorrenze nuova regolazione**



Gradualità e ponderazione in merito alle performance richieste, si rendono necessarie anche in relazione agli effetti peggiorativi che il cosiddetto **phase-out della rete 2G** avrà sulle performance del sistema di misura, la cui stima degli impatti e delle tempistiche è oggi di difficile quantificazione. Cruciale per gli operatori e per il sistema diventa una **equa fissazione di IF**, il tasso di insuccesso fisiologico della telelettura

con *smart meter*, che non può prescindere dal considerare il diverso **mix tecnologico che compone il parco contatori dei vari gestori** (la performance della misura è certamente influenzata dalla tecnologia degli apparati). Per tali ragioni si suggerisce di calibrare la compensazione alle imprese distributrici dei costi sostenuti per gli indennizzi, a partire dal **tasso di insuccesso definito per singolo operatore, richiedendone un progressivo miglioramento** fino a riguardare un livello obiettivo. Adottare invece un livello medio, come proposto nel documento di consultazione, potrebbe risultare troppo sfidante per alcuni gestori e viceversa potrebbe non rappresentare uno stimolo per chi ha già raggiunto un buon livello di performance.

Infine, in merito ai **prospettati indennizzi verso gli Udd**, le proposte contenute nel documento, soprattutto quelle riferite alla misurazione della qualità dei dati di misura, appaiono eccessivamente articolate e complesse; si avanza pertanto una **proposta alternativa** volta a semplificare le regole e la loro applicazione ma ritenuta al contempo di pari efficacia nel perseguire gli obiettivi.

### **Spunti per la 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?*

**R1.** In coerenza con quanto già espresso in occasione del tavolo tecnico, si comprendono le motivazioni alla base dell'orientamento di ARERA di eliminare la lettura rolling e per tale ragione si ritiene condivisibile la sua abolizione. Preme tuttavia far presente che tale modifica, ritenuta rilevante, rende molto più complesso l'operato dei gestori e necessita di **adequate tolleranze** rispetto alla data del fine mese come dettagliato nelle risposte successive (soprattutto allo spunto 4).

### **Articolo 1 – messa in servizio degli smart meter**

**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?*

**R2.** Si apprezza l'intento dell'Autorità di consentire alle imprese, tramite un periodo transitorio, di monitorare e verificare l'effettiva messa in servizio dei misuratori teleletti per procedere a riclassificazioni a "smart meter" dopo eventuali declassamenti a "tradizionale" precedentemente effettuati.

Tuttavia, così come già evidenziato nelle osservazioni al dco 487/19, a parere della scrivente, **non si ritiene sufficiente la durata indicata in sei mesi** per il periodo transitorio, in quanto vi sono numerose casistiche di misuratori che risultano aperti e/o accessibili solo per alcuni mesi dell'anno (cd "stagionali").

Inoltre, introdurre modifiche regolatorie infrannuali potrebbe comportare criticità non solo per il gestore, ma anche per la stessa Autorità, in relazione alle modalità rendicontative.

Per tali motivi, si richiede un periodo della **durata pari ad un anno (plausibilmente l'intero 2022)**, al fine di poter effettivamente verificare le prestazioni dei misuratori gestiti ed eventualmente aver modo di procedere alla manutenzione necessaria.

Inoltre, sia per evitare disparità di trattamento tra i clienti, che per chiarezza e semplicità nella decorrenza delle disposizioni, si propone che il tempo proposto all'articolo 1 punto i dello schema di articolato (pari a 90 giorni dall'installazione del gruppo di misura per assicurarne la messa in servizio) decorra **dal 1 ottobre 2022**, in modo tale da **giungere alla data del 1.1.2023 con una situazione omogenea per tutti i clienti finali**, sia in relazione alle performance offerte che al diritto agli indennizzi. Per maggior chiarezza, si considerino due diversi PDR, uno appartenente al parco contatori esistente, e non ancora messo in servizio, e uno di nuova installazione (ad esempio installato in data 1.5.2022). Il primo, sulla base di quanto proposto e in ipotesi di transitorio pari ad un anno<sup>1</sup>, può essere messo in servizio entro il 1.1.2023, mentre il secondo entro 90 giorni dalla installazione, quindi entro il 1.8.2022. L'esempio mostra come i due lassi temporali a disposizione potrebbero generare disparità di trattamento tra i clienti, in quanto, per il primo il calcolo degli indennizzi decorrerebbero dal 2023, per il secondo dall'1.8.2022. Tale anomalia si risolve agevolmente facendo decorrere le nuove disposizioni riportate all'art. 1 punto i dello schema di articolato, dall'1.10.2022: in tal modo, dal 1 gennaio 2023 tutti i clienti (dotati di uno smart meter entro il 1.10.2022) sono soggetti alle stesse regole, sia in relazione alla performance assicurata sia come diritto a riscuotere l'indennizzo.

Di seguito si segnala inoltre una potenziale criticità che riguarda le modalità di comunicazione della messa in servizio dei contatori già installati. Ad oggi le Specifiche tecniche di sostituzione dei contatori prevedono che, qualora il distributore non conosca, al momento della sostituzione del contatore, la data di messa in servizio dello stesso, possa inviare il tracciato di sostituzione senza l'informazione della messa in servizio. Una volta nota la data di messa in servizio potrà re-inviare lo stesso tracciato aggiungendo l'informazione prima mancante. Tale modalità di

---

<sup>1</sup> Non cambierebbe la situazione in presenza di un transitorio semestrale

aggiornamento dell'informazione è poco fruibile da un punto di vista informatico in quanto l'importazione del tracciato è funzionale a sostituire sui sistemi i dati del misuratore e una volta acquisito il primo tracciato non si procede a riacquisire il nuovo tracciato per non procedere con una “nuova”, ancorché fittizia, sostituzione del contatore. **Si suggerisce pertanto di provvedere alla predisposizione di un tracciato ad hoc finalizzato ad informare circa la messa in servizio o di aggiungere questa informazione tra quelle messe a disposizione tramite il flusso VSG di aggiornamento on condition del RCU.**

Inoltre, l'informazione relativa alla presenza di un contatore smart messo in servizio dovrebbe essere inserita anche all'interno dei flussi di switching, affinché il venditore, al momento dell'acquisizione dei dati tecnici del punto di fornitura, venga anche a conoscenza di questa informazione.

## **Articolo 2 – raccolta delle misure nei punti di riconsegna dotati di smart meter**

**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?*

**R3.** Si condivide l'orientamento di ARERA di prevedere la lettura mensile anche per gli *smart meter* G4-G6, ma **senza la necessità del dettaglio giornaliero.**

Il dettaglio giornaliero è ritenuto critico anche nel medio termine per la necessità di modificare le norme tecniche UNI 11291 attualmente in vigore, per gli impatti nel breve periodo sui sistemi informativi coinvolti in relazione all'archiviazione della mole di dati e ai tempi di comunicazione.

Alla luce di quanto argomentato in premessa e ai punti precedenti circa l'opportunità di dedicare l'anno 2022 alle opportune manutenzioni necessarie per ripristinare la funzionalità degli *smart meter* oggi installati ed al momento non in grado di comunicare tramite telelettura, si propone di **far decorrere l'obbligo di lettura mensile a partire dal 2023.**

Si richiede inoltre che la lettura manuale, nei casi in cui il gestore non riesca ad estrarre la lettura mediante la telelettura, possa essere considerata una alternativa valida al fine della non corresponsione dell'indennizzo, in quanto:

- i maggiori costi sostenuti dal gestore risultano a carico dell'impresa, nella misura in cui la componente tariffaria a copertura della raccolta della misura (la  $t(rac)$ ) è parametrica e basata sulla media nazionale
- inoltre, tale modalità di lettura è invariante per il cliente finale in quanto è in grado di fornire le medesime informazioni di quella ottenuta con telelettura.

**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?*

**R4.** Per quanto attiene il periodo di tempo nel quale è possibile rilevare le misure al fine della riconduzione della lettura della fine del mese, la scrivente apprezza l'ampiezza dell'intervallo proposta da Arera, pari a 6 giorni, in aggiunta alla fine mese per i consumi sotto i 5.000 smc/anno; **tale ampiezza è ritenuta incompressibile** per tempistiche di elaborazione dei sistemi informativi. Tuttavia, non si trova in accordo sul posizionamento di tale finestra a cavallo della fine del mese, pertanto in alternativa propone una lettura mensile (senza dettaglio giornaliero onde rilevare il prelievo realizzato) **fino al periodo antecedente di 6 giorni dall'ultimo giorno gas del mese di riferimento**. Questa proposta potrebbe rispondere meglio a tre obiettivi/vantaggi:

- lascia invariata l'ampiezza temporale della rilevazione rispetto a quanto proposto da ARERA;
- **chiarezza verso il cliente finale:** può essere a vantaggio del cliente finale, nella misura in cui viene assicurata una lettura in ciascun mese (prossima alla fine del mese), al contrario della metodologia proposta (-3/+3) che potrebbe portare a compiere due letture in uno stesso mese, per quanto distanti tra di loro, e nessuna in un altro mese (ad esempio nessuna lettura a luglio e 2 letture ad agosto, esempio il giorno 3 e il giorno 29).
- tale intervallo di tempo per rilevare le misure, invariato come ampiezza, ma anticipato rispetto a quanto proposto da ARERA, è l'unica soluzione che **permette il rispetto delle tempistiche della messa a disposizione dei dati al SII**, tempistiche che progressivamente Arera intende comprimere rispetto a quanto oggi previsto: una volta rilevate le letture sono infatti necessari 4 giorni di tempo per l'attraversamento dei dati sui sistemi informativi e per la messa a disposizione al SII.

Come ulteriore argomentazione a supporto della non accettabilità della proposta (-3/+3), si consideri che le letture raccolte nei giorni successivi al fine mese appartengono per competenza al mese successivo ( $m+1$ ), quindi non potrebbero essere ricomprese nei flussi di misura del mese  $m$ . La proposta (-3/+3) sarebbe di fatto impercorribile: l'obbligo di trasmissione al 5° (poi 4°) giorno lavorativo renderebbe

impossibile validare le letture collocate nel sub-intervallo +1/+3 in virtù di tempi di fatto non percorribili e riconducendo questa proposta, nei fatti, a un (-3/0).  
Per maggiore chiarezza rispetto alle argomentazioni sopra illustrate si faccia riferimento alla Figura 2.

Figura 2

	26/06/2022	27/06/2022	28/06/2022	29/06/2022	30/06/2022	01/07/2022	02/07/2022	03/07/2022	04/07/2022	05/07/2022	06/07/2022	07/07/2022	08/07/2022	09/07/2022	10/07/2022	11/07/2022	12/07/2022	13/07/2022	14/07/2022	15/07/2022	16/07/2022	17/07/2022	18/07/2022	19/07/2022	20/07/2022	21/07/2022	22/07/2022	23/07/2022	24/07/2022	25/07/2022	26/07/2022	27/07/2022	28/07/2022	29/07/2022	30/07/2022	31/07/2022	01/08/2022	02/08/2022	03/08/2022	04/08/2022	Note			
Esempio PdR 1			L1																																									L1 comunicata nel file di Giugno, L2 nel file di Luglio
Esempio PdR 2							L1																																					L1 ed L2 comunicate nel file di Luglio

Preme inoltre puntualizzare una criticità che potrebbe emergere in merito ai PDR con **consumi annui intorno ai 5.000 smc**. Il parametro da considerare per stabilire se la lettura debba essere necessariamente riferita o meno all'ultimo giorno del mese è il CA\_PDR, dato che viene calcolato annualmente dal SII ed ha valenza per l'intero anno termico. Tale parametro potrebbe però essere modificato anche in corso d'anno per via dei vari processi commerciali esistenti (esempio le volture, che permettono di comunicare un CA diverso da quello calcolato annualmente). Al fine di minimizzare problematiche gestionali (*in primis* la riprogrammazione dei software dei misuratori) legate alla eventuale necessità di riclassificare in corso d'anno i PDR da leggere l'ultimo giorno di ciascun mese (piuttosto che in un intorno del fine mese) qualora passino da consumi sotto i 5.000 smc a consumi superiori, la scrivente richiede di non dover tenere in considerazione eventuali aggiornamenti del parametro CA\_PDR che dovessero intervenire in corso d'anno, mantenendo quindi fisso lo "status" del PDR per l'intero anno termico.

### Articolo 3 – aspetti relativi alla fatturazione

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

**R5.** Si condivide l'orientamento di Arera e si apprezza l'intento di voler razionalizzare la frequenza minima di fatturazione correlandola al solo consumo annuo e non alla tipologia di misuratore. Anche in merito al tema della fatturazione, si suggerisce di tenere conto di quanto esplicitato al punto precedente relativo ai PDR con consumi prossimi ai 5.000 smc/anno e quindi di riferirsi al medesimo parametro CA\_PDR per l'intero anno termico. In merito alla modifica dell'art. 6 del TIF, la scrivente richiede che sia prevista la possibilità per **il venditore di acquisire, e conseguente l'obbligo**



**per il distributore di recepire, le autoletture comunicate dal cliente finale in finestra nel periodo intercorrente tra la data di pubblicazione/entrata in vigore del provvedimento e la data di messa in servizio degli smart meter già installati.** Quanto proposto nella presente consultazione, con riferimento alla rimozione nell'ambito del TIF dell'obbligo di messa a disposizione della finestra per l'autolettura in caso di punti di fornitura dotati di smart meter potrebbe creare un vuoto di disponibilità di letture a far data di entrata in vigore del provvedimento. Andrebbe dunque chiaramente esplicitato che la rimozione dell'obbligo riguarda solo i casi di contatori messi in servizio. In generale si segnala che l'adozione della locuzione "dotati di smart meter" potrebbe ingenerare confusione in quanto alla stessa potrebbe non corrispondere la messa in servizio per cui si suggerisce di specificare sempre che i contatori siano anche messi in servizio.

**Q6.**

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

**R6.** Si segnala la necessità di chiarire se il divieto di utilizzare le cd "code di stima" riguardi (anche) i casi di contatori < 5.000 smc/annui, laddove, nel DCO in esame si prospetta l'obbligo a carico dei distributori di leggere nei 3 giorni antecedenti o successivi alla fine mese. Tenuto conto che il divieto dell'utilizzo di tali "code di stima" riguarderebbe tutti i casi di presenza di una lettura reale fine mese, sarebbe necessario chiarire se la lettura rilevata nell'intervallo temporale prospettato, e poi ricondotta alla fine mese, sia da considerarsi appunto stimata, anziché una lettura reale. In tal caso, infatti, potrebbe (continuare ad) essere ammesso l'utilizzo delle code di stima.

Si rappresenta che un tale esito potrebbe intercettare maggiormente le esigenze dei venditori, in quanto consentirebbe a questi ultimi di non sovraccaricare la fatturazione (e conseguentemente tutte le strutture della vendita), diluendola in un tempo più ampio. Affinchè tale effetto possa essere concretamente conseguito, sarebbe tuttavia altresì utile che fosse prevista una lettura mensile (senza dettaglio giornaliero onde rilevare il prelievo realizzato) fino al periodo antecedente di 6 giorni dall'ultimo giorno del mese di riferimento, come proposto allo spunto Q.4, in quanto dovrebbe essere garantita una tempistica più coerente con la necessità di una programmazione per tempo del processo di fatturazione da parte del venditore.

#### **Articolo 4 – messa a disposizione dei dati di misura**



**Q7.**

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

**R7.** Per quanto riguarda i tempi per la messa a disposizione dei dati al SII, emerge come la richiesta di ARERA **comprima notevolmente le attuali tempistiche** e quindi la nuova proposta risulti molto più sfidante rispetto alla regolazione attuale in cui, è possibile fare ricorso alla lettura rolling e disporre di un tempo fino al 6° giorno lavorativo del mese successivo per la messa a disposizione al SII. D'altro canto, si condivide come l'obiettivo di minimizzare le code di fatturazione venga agevolato dalla riduzione del tempo per la messa a disposizione dei dati di lettura. Come anticipato nella premessa, per fare in modo che la riduzione dei tempi per la messa a disposizione delle misure al SII sia concretamente realizzabile è necessario agire su due binari:

- garantire preliminarmente ai gestori un adeguato lasso di tempo per effettuare le manutenzioni sul parco *smart meter* esistente (si auspica l'intero anno 2022);
- garantire una finestra di raccolta letture che non scavalli il mese successivo, concedendo l'intervallo (-6;0) (vedi spunto S.4).

In ragione di ciò, si propone di **far decorrere i 5 giorni lavorativi** per la messa a disposizione dei dati al SII **dall'anno 2023**, traguardando l'obiettivo della riduzione di tale intervallo **a 4 giorni dal 2024**.

## **Articolo 5 – indennizzi automatici a carico delle imprese di distribuzione in favore dei clienti finali**

**Q8.**

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

**S8.** Non si condivide del tutto il nuovo orientamento in tema di indennizzi automatici nei confronti del cliente finale: la volontà di favorire una convergenza regolatoria tra il settore gas e quello elettrico, va perseguita senza però dimenticare le peculiarità e le differenze tecniche sostanziali tra i due sistemi. Si ricorda a tal proposito la maggiore complessità della catena di comunicazione gas rispetto a quella dell'energia elettrica (ad es. assenza di alimentazione elettrica, minori potenze di trasmissione, assenza di canale trasmissivo dedicato, mancanza di canale di backup, ecc.).

In virtù della ricercata convergenza tra i due settori si propone pertanto di allineare anche gli importi previsti per gli indennizzi nei due business, ponendo a 10 euro anche quello degli *smart meter* gas.

Si apprezza la volontà di Arera di voler concedere un **periodo transitorio** pari ad un anno (nel quale il pagamento dell'indennizzo avviene ogni qualvolta non si effettui una

lettura per tre mesi consecutivi), ma si richiede che tale periodo decorra dal 2023 (e non da metà 2022), per fare in modo che l'anno 2022 sia dedicato alla manutenzione ed al monitoraggio come spiegato in premessa. Solo **dal 2024 si ritiene opportuno prevedere l'avvio del regime**, ossia il pagamento di un indennizzo ogni qualvolta non si sia raccolta una lettura effettiva per due mesi consecutivi.

Si chiede conferma circa il fatto che la nuova regolazione degli indennizzi sia prevista solo per gli smart meter G4-G6 e non anche per i calibri superiori ma con consumi inferiori a 5.000 smc/anno, sia perché quest'ultima è una casistica davvero residuale, sia per evitare di dover effettuare modifiche ai sistemi informativi che tutte le volte correlino gli indennizzi al consumo annuo, che come noto è un dato variabile.

Preme sottolineare che **non si concorda con la proposta riportata all'articolo 5 punto iv.** dello schema di articolato in quanto **non considerare la forza maggiore e cause imputabili a clienti finali o a terzi potrebbe incentivare comportamenti opportunistici di questi ultimi.** Si pensi alla casistica di contatori smart non accessibili ed al momento non funzionanti, rispetto ai quali, il distributore non ha modo di intervenire sul misuratore per rimetterlo in servizio in mancanza di collaborazione da parte del cliente. In aggiunta, si ritiene opportuno valutare da parte di ARERA se sia dovuta l'erogazione degli indennizzi nei casi di clienti morosi.

**Q9.**

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

**R9.** Si ritiene corretto prevedere un tetto annuo massimo in merito agli indennizzi erogabili al singolo cliente finale, con l'obiettivo, in primis, di scoraggiarne comportamenti opportunistici (es. comportamenti volti ad ostacolare la lettura al solo scopo di incassare indennizzi) ed inoltre evitare eccessive penalizzazioni ai distributori nei casi in cui siano impossibilitati ad effettuare manutenzioni su misuratori che, per varie ragioni, non teleleggono e ai quali non si riesce ad avere accesso.

Per quanto riguarda la quantificazione del tetto annuo, si è pensato di correlarlo all'importo a copertura dei costi della misura (componente  $\tau_{u1}(mis)$ ) pagato da ciascun PDR tramite la tariffa obbligatoria, variabile in funzione del macro-calibro (per i G4-G6, l'importo risulta compreso tra 20-30€).

Si fa inoltre presente che l'ammontare massimo annuo degli indennizzi, che si desume dal DCO in assenza di tetto, pare essere eccessivo in particolare per i clienti con bassi consumi, per i quali, la mancata lettura ha un impatto quasi trascurabile in bolletta ed inoltre molto spesso il consumo risulta costante nel corso dei mesi (si pensi ad esempio agli usi cucina).

## Articolo 6 – Riconoscimento parziale dei costi per indennizzi di mancata lettura per punti con smart meter di classe G4 e G6, fino al livello fisiologico

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

**R10.** Si apprezza l'intento di ARERA nel prevedere un importo a compensazione parziale degli indennizzi corrisposti ai clienti finali. La scrivente ritiene tuttavia che il tasso di insuccesso fisiologico della telelettura gas ipotizzato da ARERA per il primo anno, ed il relativo trend, **non siano rappresentativi della situazione attuale**, o quanto meno di quella delle società appartenenti al Gruppo Hera. Tali gestori non si ritrovano nei valori degli anni 2018 (9,7%) e 2019 (7,5%) citati nella nota a piè pagina 6, relativi peraltro ad un monitoraggio a cui non hanno aderito.

In primis si ritiene **corretto che la raccolta dati sia riferita all'intero settore, esplicitando puntualmente l'esatta modalità di calcolo del livello fisiologico utilizzata a partire dai dati del monitoraggio (parziale). I casi dei clienti morosi, ad avviso della scrivente, devono essere sterilizzati al fine della quantificazione del tasso di insuccesso.**

Tale raccolta potrebbe essere condotta nel 2022, anno dedicato al monitoraggio e alla manutenzione del parco esistente. Inoltre, come verrà argomentato al punto successivo, si ritiene corretta una fissazione individuale per azienda.

In aggiunta occorre tenere in considerazione il fatto che il prospettato *phase-out* della rete 2G non può che contribuire ad un peggioramento dell'attuale tasso fisiologico di insuccesso.

**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?*

**R11.** Alla luce di quanto esposto al punto precedente, si propone di determinare per ogni gestore il **tasso di insuccesso fisiologico sulla base dell'effettiva performance della singola impresa**, e tale valore potrebbe costituire il punto di partenza di un meccanismo incentivante volto a far sì che ogni distributore tenda ad un livello obiettivo nel medio termine (meccanismo analogo ai livelli sicurezza e continuità gas). Il meccanismo individuale è a nostro parere necessario in quanto:

- la resa della telegestione è influenzata tra l'altro dalla tecnologia utilizzata (P-P vs P-MP), pertanto è necessario considerare anche il **differente assortimento tecnologico del parco contatori di ciascun gestore**
- rappresenta **uno stimolo per tutti i gestori** nella misura in cui richiede un continuo miglioramento (un tasso fisiologico unico potrebbe essere troppo sfidante per alcuni gestori e non costituire alcuno stimolo al miglioramento per altri).

**Articolo 7 – indennizzi a carico delle imprese di distribuzione in favore degli utenti della distribuzione**

**Articolo 8 – gestione centralizzata nel SII della quantificazione degli indennizzi di cui ai commi 15.6, 15.7, 15.8 e 15.9 del TIVG**

**Q12.**

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

**R12.** In linea generale, è condivisibile la previsione di un sistema di indennizzi automatici nei confronti degli utenti della distribuzione nel caso di mancato rispetto dei tempi di messa a disposizione dei dati di misura, tuttavia, il meccanismo proposto relativo alla qualità dei dati di misura, sembra essere eccessivamente articolato e crea complessità sia nell'attuazione che nella fase di controllo. Inoltre, i livelli di obiettivo minimo indicati paiono calibrati rispetto alla situazione attuale che concede 6 giorni lavorativi per la messa a disposizione delle letture al SII, pertanto risultano **eccessivamente sfidanti in relazione alla prospettata contrazione dei tempi** (5 giorni lavorativi nel transitorio e 4 a regime).

**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?*

**R13.** Si condividono le finalità che si intende perseguire, tuttavia si ritengono particolarmente sfidanti gli obiettivi minimi relativi alle tempistiche ed eccessivamente complesso ed articolato il prospettato meccanismo volto a valutare la qualità dei dati. Infatti:

- **l'obiettivo rispetto al termine per la messa a disposizione dei dati** di misura di cui al comma 15.1, ipotizzato pari al 98%, ritenuto adeguato in relazione alle vigenti tempistiche (6 gg), appare eccessivamente sfidante se correlato

all'ipotesi prospettata di contrazione dei tempi di messa a disposizione delle letture al SII;

- il meccanismo delineato per garantire la **qualità del dato** risulta di eccessiva complessità e di difficile implementazione da parte del SII e di controllo da parte degli operatori, in virtù sia del doppio controllo sul medesimo perimetro di PDR MG (OM2\_QG100 e OM3\_QG30) e sia della doppia verifica (mese M+1 e mese M+2). Un meccanismo così articolato potrebbe generare alta probabilità di errori e contenziosi fra le parti.

Lo stesso obiettivo di miglioramento delle performance di qualità del dato potrebbe essere raggiunto con un meccanismo più semplice basato su un progressivo aumento dell'obiettivo minimo da calibrare adeguatamente.

Si suggerisce pertanto di **semplificare la procedura**, eliminando il parametro OM2\_QG30 e considerando i soli parametri OM2\_QG100 per i PDR MG e OM2\_QM per i PDR MM. Periodicamente (ogni 2/3 anni) si potrebbe poi **aumentare tale percentuale minima fissata inizialmente per entrambi gli indicatori fino al raggiungimento di un obiettivo di lungo periodo, anche alla luce dei valori medi raggiunti dal settore e riscontrati nel corso degli anni.**

Come argomentato in premessa, si richiede che tale nuova regolazione decorra dal 2023.

**Q14.**

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

**R14.** In coerenza con quanto indicato nel punto precedente, non si concorda con tale meccanismo ritenuto troppo articolato e di difficile gestione e controllo.

**S15.**

*Si condividono i valori unitari di ciascun indennizzo?*

**R15.** Si condividono, fermo restando quanto descritto in precedenza, ossia l'eliminazione del controllo al mese M+2 e dell'obiettivo minimo OM3\_QG30.

**S16.** *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?*

**R16.** Si condivide la proposta di attribuire la quantificazione degli indennizzi al SII, tuttavia, per evitare anomalie come riscontrato per il bilanciamento/aggiustamento/CA\_PDR, si suggerisce di utilizzare il 2022 (anno di monitoraggio), anche per **testare l'implementazione del meccanismo**, in modo che nel 2023, anno suggerito per l'avvio di questa nuova regolazione, il **sistema sia già stato collaudato** e si sia dato il tempo adeguato ai distributori per implementare un loro cruscotto di controllo prima della decorrenza definitiva.

**S17.** *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.*

**R17.** Si veda la risposta allo spunto precedente.

#### **Parte IV Innovazione dello smart metering gas**

Si accoglie favorevolmente la volontà di Arera di premiare progetti volti alla sperimentazione di funzionalità aggiuntive rispetto a quelle previste dall'Allegato A alla del. 631/13 e s.m.i. per gli smart meter di classe G4-G6.