

DCO 40/11

**POSSIBILE REVISIONE DEGLI OBBLIGHI DI MESSA IN SERVIZIO DEI
GRUPPI DI MISURA PREVISTI DALL'ALLEGATO A ALLA DELIBERAZIONE
DELL'AUTORITÀ ARG/GAS 155/08**

*Documento per la consultazione nell'ambito del procedimento avviato con la
deliberazione 29 marzo 2011, ARG/gas 36/11*

Orientamenti finali

3 novembre 2011

Premessa

Con la deliberazione 22 ottobre 2008 ARG/gas 155/08 l'Autorità ha approvato le direttive per la messa in servizio di gruppi di misura del gas elettronici, caratterizzati da requisiti funzionali minimi, che includono la telelettura e la telegestione (c.d. smart meter), per i punti di riconsegna delle reti di distribuzione del gas naturale.

In data 6 novembre 2008 l'Autorità ha approvato la RTDG con cui ha definito la regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas naturale per il periodo di regolazione 2009-2012.

Con il documento di consultazione DCO 17/11 sono state sottoposte a discussione una serie di proposte finalizzate a riformare la regolazione tariffaria del servizio di misura, nell'ottica di migliorare l'aderenza ai costi (efficienti) delle tariffe di riferimento e di meglio differenziare il livello dei ricavi ammessi per le imprese distributrici in funzione del grado di assolvimento degli obblighi di installazione previsti dalla deliberazione ARG/gas 155/08.

Nelle risposte pervenute la maggior parte degli interessati ha sottolineato l'esigenza di rivedere le scadenze per l'introduzione dei gruppi di misura previste dalla delibera ARG/gas 155/08.

Le proposte formulate nel presente documento per la consultazione tengono conto degli esiti delle consultazioni precedenti e del lavoro preparatorio per l'approvazione della deliberazione ARG/gas 155/08, nonché delle più recenti segnalazioni delle imprese di distribuzione e delle loro associazioni di categoria, e si integrano con le proposte dell'Autorità in materia di regolamentazione tariffaria dei sistemi di telegestione/telelettura dei misuratori del gas nella distribuzione del gas naturale.

I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità le proprie osservazioni e proposte, in forma scritta, compilando l'apposito modulo interattivo disponibile nel sito internet dell'Autorità o tramite l'apposito indirizzo di posta elettronica (tariffe@autorita.energia.it) entro e non oltre il 5 dicembre 2011.

Le osservazioni e le proposte pervenute saranno pubblicate sul sito internet dell'Autorità. Pertanto, qualora i partecipanti alla consultazione intendano salvaguardare la riservatezza di dati e informazioni, dovranno motivare tale richiesta contestualmente a quanto inviato in esito al presente documento, evidenziando in apposite appendici le parti che si intende sottrarre alla pubblicazione.

**Osservazioni e proposte dovranno pervenire al seguente
indirizzo di posta elettronica:
tariffe@autorita.energia.it**

**Autorità per l'energia elettrica e il gas
Direzione tariffe**

piazza Cavour 5 – 20121 Milano
tel. 02 65565311 fax 0265565222
sito internet: **www.autorita.energia.it**

SOMMARIO

1. Introduzione	3
2. Brevi richiami normativi	6
Principali obblighi introdotti con la deliberazione ARG/gas 155/08	6
L'attività normativa svolta dal CIG	7
Principali obblighi introdotti con la delibera n. 292/06 per i misuratori elettrici	8
La regolazione tariffaria della RTDG	8
Le disposizioni della legge 23 luglio 2009, n. 99	9
Il documento di consultazione DCO 17/11	9
L'evoluzione tecnico/normativa europea	10
3. Stato di attuazione degli obblighi di messa in servizio dei GdM	11
4. Istanze e criticità segnalate	12
5. Valutazioni preliminari rispetto alla criticità evidenziate	14
Gruppi di misura	14
Classi di GdM superiori a G40	14
Classi di GdM da G16 a G40	14
Classe di GdM G10	15
Classi di GdM G4 e G6	15
Sistemi di telegestione	15
Sottorete di comunicazione tra sistema centrale e concentratore dati	15
Sottorete di comunicazione locale tra gruppo di misura e concentratore dati	15
Requisiti minimi funzionali per GdM di classe G4 e G6	19
Elettrovalvola	19
Criteri di esecuzione dei controlli metrologici successivi e compensazione di temperatura	19
Possibile integrazione con il sistema elettrico	20
Evoluzione del servizio di misura dell'energia elettrica	20
Potenzialità connesse ai sistemi di misura elettronica telegestita	21
6. Proposte per lo sviluppo della regolazione	22
GdM di classe >G40	22
GdM di classe da G16 a G40	22
GdM di classe G10	25
GdM di classe G4 e G6	26
La sostituzione dei misuratori a scadenza	28
L'avvio della sperimentazione	30

1. Introduzione

- 1.1 Con la deliberazione ARG/gas 155/08, approvata in data 22 ottobre 2008 (di seguito: deliberazione ARG/gas 155/08), l’Autorità ha emanato le direttive per la messa in servizio presso i punti di riconsegna degli impianti di distribuzione del gas naturale di gruppi di misura (di seguito: GdM) caratterizzati da requisiti funzionali minimi, che includono la telelettura e la telegestione (c.d. *smart meter*). Sulla base di tali direttive, per mandato dell’Autorità, il Comitato Italiano Gas (CIG) ha sviluppato il pacchetto di norme UNI/TS 11291, parti da 1 a 8 “Sistemi di misurazione del gas - Dispositivi di misurazione del gas su base oraria”.
- 1.2 In data 6 novembre 2008 l’Autorità ha approvato la RTDG¹ con cui ha definito la regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas naturale per il periodo di regolazione 2009-2012.
- 1.3 Con la deliberazione 29 marzo 2011, ARG/gas 36/11 (di seguito: deliberazione ARG/gas 36/11), in relazione a una serie di criticità relative alle soluzioni tecnologiche disponibili per l’implementazione delle direttive per la messa in servizio di gruppi di misura e alle modalità di riconoscimento dei costi evidenziate dalle associazioni di categoria Anigas, Assogas, Federestrattiva e FederUtility e oggetto di analisi in appositi incontri con associazioni e imprese distributrici, l’Autorità ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di modifiche e integrazioni della RTDG, funzionali alle attività previste dalla deliberazione ARG/gas 155/08.
- 1.4 Nell’ambito del procedimento avviato con la deliberazione ARG/gas 36/11, in data 19 maggio 2011 è stato diffuso il documento per la consultazione DCO 17/11 - *Valutazione di possibili modifiche della regolazione tariffaria del servizio di misura sulle reti di distribuzione del gas naturale, in relazione agli obblighi previsti dalla deliberazione ARG/gas 155/08*.
- 1.5 Alla consultazione hanno partecipato operatori del servizio di distribuzione e misura del gas naturale e loro associazioni di categoria, costruttori di apparati di misura, associazioni di venditori, nonché operatori del settore delle telecomunicazioni.
- 1.6 Oltre a commenti specifici rispetto alle proposte di modifica della RTDG contenute nel DCO 17/11, gli operatori del servizio di distribuzione e misura del gas naturale e le loro associazioni di categoria hanno sottolineato l’esigenza di prevedere una ridefinizione del piano temporale di installazione dei contatori previsto dalla deliberazione ARG/gas 155/08, al fine di poter intercettare il risparmio in termini di investimento che nuove soluzioni tecnologiche potrebbero far conseguire. In particolare, è stata evidenziata da parte degli operatori del servizio di distribuzione e misura la possibilità di conseguire significativi risparmi mediante una rimodulazione delle tempistiche previste per

¹ Con la sigla RTDG viene indicata la Parte II del TUDG recante “Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 (RTDG)”, approvata con la deliberazione ARG/gas 159/08 del 6 novembre 2008.

le classi di GdM maggiori di G6; sono state inoltre sottolineate criticità sulla sostenibilità del costo per l'implementazione del piano di installazione relativamente alle classi G6 e inferiori, nonché della compatibilità della tempistica prevista dalla deliberazione ARG/gas 155/08 con le disposizioni di cui alla legge 23 luglio 2009, n.99 in materia di validità dei bolli metrici e di graduale sostituzione dei gruppi di misura obsoleti. Possibili criticità sull'economicità delle soluzioni implementabili per lo sviluppo della telegestione rispetto alle informazioni oggi disponibili sono state espresse da un operatore del settore delle telecomunicazioni, che ha evidenziato inoltre come la regolazione sembri penalizzante nei confronti di sviluppi multi-servizio delle reti di telegestione, anche in una prospettiva di sviluppo *smart-city*. Da parte dell'associazione dei venditori è stata rimarcata per altro l'importanza di garantire la tempestività e la correttezza delle misure, quali fattori imprescindibili nello sviluppo del mercato italiano del gas.

- 1.7 L'Autorità, a fronte di tali indicazioni, ha ritenuto opportuno e necessario svolgere ulteriori approfondimenti volti a verificare l'efficacia degli strumenti regolatori oggi in vigore, in relazione all'esigenza di garantire uno sviluppo efficiente del servizio e di favorire la creazione di valore per i clienti finali nel medio termine.
- 1.8 Gli approfondimenti sono stati condotti mediante incontri con imprese distributrici, operatori delle telecomunicazioni, costruttori di apparati di misura, alla luce dell'evoluzione tecnico/normativa europea sviluppatasi a seguito del mandato M/441 della Commissione Europea agli organismi di standardizzazione CEN, CENELEC ed ETSI "*in the field of measuring instruments for the development of an open architecture for utility meters involving communication protocols enabling interoperability*", nonché mediante analisi delle principali iniziative di sviluppo della telegestione condotte in altri paesi europei, segnatamente Francia e Regno Unito.
- 1.9 Gli approfondimenti sono stati svolti seguendo due principali linee di analisi:
 - disponibilità di gruppi di misura e loro costi;
 - soluzioni architettrali per i sistemi di telegestione e loro costi.
- 1.10 In relazione alla disponibilità di gruppi di misura si pone principalmente una questione di possibile riduzione del costo degli apparati, con particolare riferimento alle potenzialità che sembrano riconducibili a soluzioni innovative.
- 1.11 Per i gruppi di misura destinati al *mass market* sono state segnalate inoltre alcune criticità legate a possibili costi connessi ai requisiti minimi definiti nella deliberazione ARG/gas 155/08, con particolare riferimento all'utilizzo effettivo delle elettrovalvole, e alla previsione di installare la compensazione di temperatura su cui incidono incertezze relative all'evoluzione della normativa metrologica.
- 1.12 Anche in relazione alle soluzioni architettrali per i sistemi di telegestione e loro costi, dagli approfondimenti svolti è emersa una demarcazione abbastanza chiara tra soluzioni per la connessione di gruppi di misura di classe superiore G6 e gruppi di misura destinati al *mass market*. Per i primi è, in linea generale, previsto l'utilizzo di un collegamento diretto del gruppo di misura con il sistema centrale a mezzo di reti pubbliche di telecomunicazione. Nel caso del *mass*

market, invece, il sistema di telegestione di norma risulta articolato in sub-sistemi:

- una sottorete locale di comunicazione, che collega una pluralità di gruppi di misura a un concentratore dati (cosiddetta LAN²);
- una sottorete di comunicazione via rete pubblica di telecomunicazione tra il concentratore e sistema centrale (cosiddetta WAN³).

1.13 Dagli approfondimenti svolti, in relazione alle tematiche relative ai sistemi di telecomunicazione funzionali alla telegestione, sembra indispensabile analizzare ulteriormente i seguenti aspetti:

- utilizzo integrato in una prospettiva multi-servizio delle reti di comunicazione, sia a livello locale sia a livello nazionale;
- sviluppo di reti interne domestiche di comunicazione multi-servizio che sembrano offrire vantaggi in termini di risparmio di costi (esempio: *modem* unico) e di efficacia nel rendere disponibili le informazioni al cliente finale (unico *display* per differenti servizi), interessanti anche in una prospettiva di sostegno al raggiungimento degli obiettivi di efficienza energetica e sviluppo di eventuali strumenti di *demand response*.

1.14 In relazione a tali elementi emersi dall'analisi condotta, l'Autorità intende proporre per la consultazione i propri orientamenti circa lo sviluppo della regolazione del servizio di misura del gas naturale.

1.15 Tali orientamenti prevedono due approcci distinti, uno destinato ai gruppi di misura di classe superiore a G6, l'altro destinato al *mass market* (gruppi di misura di classe inferiore o uguale a G6).

1.16 Per quanto riguarda il piano di installazione dei gruppi di misura di classe superiore a G6, l'Autorità intende mantenere le scadenze previste dalla deliberazione ARG/gas 155/08 e propone lo sviluppo di meccanismi basati su costi *standard* che incentivino le imprese distributrici ad adottare soluzioni ottimali.

1.17 Per quanto riguarda il piano di installazione dei gruppi di misura destinati al *mass market*, l'Autorità, nella prospettiva di creazione di valore per il cliente finale e di massimizzazione del *social welfare*, ritiene opportuno

- disporre una rimodulazione del piano massivo di installazione,
- mantenere i requisiti minimi previsti dalla deliberazione ARG/gas 155/08 per i misuratori di nuova installazione, da sostituire alla fine della vita utile prevista dalla RTDG (per maggiori dettagli si veda il punto 6.25),
- avviare una fase di sperimentazione mediante progetti pilota, finalizzata a valutare le diverse soluzioni di comunicazione implementabili per la telelettura/telegestione del GdM, in particolare analizzando le potenzialità di un utilizzo sinergico delle reti di telecomunicazione in una logica multi-servizio,
- prevedere eventuali requisiti tecnici aggiuntivi che permettano in futuro un'integrazione tra i sistemi di telegestione gas ed elettrico.

² Local Area Network.

³ Wide Area Network.

1.18 Nel seguito del documento sono presentate in dettaglio le proposte dell’Autorità che, con particolare riferimento alla sperimentazione multi-servizio di cui al punto precedente, devono essere considerate complementari e parallele alle attività di messa in servizio degli *smart meters* del gas, in conformità al programma originale previsto dalla delibera ARG/gas 155/08, rimodulato secondo quanto indicato nel capitolo 6, al paragrafo “GdM di classe G4 e G6”. In tale prospettiva l’Autorità ritiene che, come meglio spiegato nel seguito del documento:

- lo *smart meter* di energia elettrica “di seconda generazione” sia l’elemento architeturale sul quale concentrare l’attenzione, dal momento che sembra configurarsi come l’elemento che potrebbe assumere in futuro il ruolo di nodo di comunicazione per tutti i servizi (elettricità, gas, acqua e calore) verso un unico concentratore dati e verso la rete domestica: l’alimentazione dalla rete elettrica di bassa tensione gli consentirebbe di supportare il traffico dati di tutti i servizi;
- gli *smart meters* del gas nel frattempo messi in servizio secondo le tempistiche di cui al capitolo 6, anche se funzionanti inizialmente in un contesto mono-servizio, potranno successivamente essere integrati nella architettura multi-servizio una volta sperimentata e resa disponibile all’industrializzazione;
- sulla base della sperimentazione multi-servizio, l’Autorità possa completare la regolazione della “*Porta di comunicazione aggiuntiva per clienti dotati di gruppo di misura di classe inferiore a G10 messo in servizio*” di cui ai commi da 8.4 a 8.6 dell’Allegato A alla delibera ARG/gas 155/08.
- sia in tal modo salvaguardato il lavoro di normazione sino ad oggi svolto dal CIG;
- siano di conseguenza salvaguardati i concetti di interoperabilità e intercambiabilità più volte espressi dagli Uffici dell’Autorità;
- alla luce di quanto prospettato, sia possibile una transizione armonica e graduale da due architetture mono-servizio (elettricità e gas) all’architettura multi-servizio;
- la sperimentazione e l’industrializzazione della architettura multi-servizio possano favorire lo sviluppo di *home display* e di apparecchiature che favoriscano l’implementazione del *demand response*.

2. Brevi richiami normativi

Principali obblighi introdotti con la deliberazione ARG/gas 155/08

- 2.1 Con la deliberazione ARG/gas 155/08 l’Autorità ha approvato le direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas per i punti di riconsegna delle reti di distribuzione del gas naturale, come riportate nell’Allegato alla medesima deliberazione (di seguito: *direttive telegestione gas*).
- 2.2 Le direttive si sostanziano nella definizione di requisiti funzionali minimi, differenziati in funzione della classe del gruppo di misura, nel rimando alle norme UNI/CIG per i protocolli di comunicazione e sicurezza dei dati di

prelievo, nonché nella individuazione di obblighi di messa in servizio dei GdM (riportati in Tabella 1), di obblighi di comunicazione all’Autorità e di disposizioni in materia di comunicazioni ai clienti finali.

Tabella 1 Le scadenze per l’introduzione dei nuovi gruppi di misura introdotte dalla delibera ARG/gas 155/08

Classe GdM/ anno	>G40	da G16 a G40	G10	≤G6
2010	100%			
2011		100%	30%	
2012			100%	5%
2013				20%
2014				40%
2015				60%
2016				80%

2.3 Tra i requisiti funzionali minimi relativi ai GdM fissati nelle *direttive telegestione gas* in questa sede sembra opportuno ricordare:

- per i GdM di classe inferiore a G10:
 - la correzione di temperatura;
 - la possibilità di effettuare da remoto la lettura dei valori dei registri totalizzatori;
 - la dotazione di un’elettrovalvola non apribile da remoto;
 - la possibilità di chiusura da remoto dell’elettrovalvola;
 - la possibilità di abilitare da remoto all’apertura manuale dell’elettrovalvola
- per i GdM di classe uguale o superiore a G10:
 - la correzione di temperatura e pressione;
 - la possibilità di effettuare da remoto la lettura dei valori dei registri totalizzatori.

L’attività normativa svolta dal CIG

2.4 Sulla base del mandato ricevuto con la delibera ARG/gas 155/08 il CIG ha sviluppato il pacchetto di norme UNI/TS 11291, parti da 1 a 8:

- UNI/TS 11291-1 - Parte 1: Caratteristiche generali del sistema di telegestione o telelettura (pubblicata il 24 febbraio 2010);
- UNI/TS 11291-2 - Parte 2: Protocollo CTE (pubblicata il 24 febbraio 2010);
- UNI/TS 11291-3 - Parte 2: Protocollo CTR (pubblicata il 24 febbraio 2010);
- UNI/TS 11291-4 - Parte 4: Requisiti per gruppi di misura con portata > 65 m³/h (contatore > G40) (pubblicata il 24 febbraio 2010);
- UNI/TS 11291-5 - Parte 5: Requisiti per gruppi di misura con portata da 16 m³/h fino a 65 m³/h (contatore ≥ G10 e ≤ G40) (pubblicata il 24 febbraio 2010)
- UNI/TS 11291-6 - Parte 6: Requisiti per gruppi di misura nella rete di distribuzione con portate inferiori a 10 m³/h alle condizioni di riferimento o con contatore < G10 (pubblicata il 9 settembre 2010);

- UNI/TS 11291-7 - Parte 7: sistemi di telegestione dei misuratori gas (pubblicata il 20 gennaio 2011);
- UNI/TS 11291-8 - Parte 8: Protocolli per la telegestione dei gruppi di misura per la rete di distribuzione (pubblicata il 24 febbraio 2010).

Principali obblighi introdotti con la delibera n. 292/06 per i misuratori elettrici

- 2.5 In una prospettiva di integrazione dei sistemi di telegestione gas ed elettrico è utile ricordare anche le specifiche del sistema elettrico in tal senso. La delibera n. 292/06, infatti, ha indicato i requisiti minimi dei misuratori elettronici per il servizio di erogazione dell'energia elettrica, che prevedono sia la telelettura, sia la telegestione.
- 2.6 Più nel dettaglio, i misuratori elettrici installati consentono, ad oggi:
- la registrazione del prelievo orario per almeno 36 giorni;
 - la registrazione al proprio interno in quattro registri totalizzatori incrementali e separati dei dati di misura per fasce orarie;
 - la lettura dei registri attraverso *display* a bordo del misuratore;
 - la segnalazione di irregolarità di funzionamento;
 - l'invio di messaggi informativi sul display;
 - l'aggiornamento da remoto del software e la riprogrammazione;
 - la limitazione telegestita da remoto della potenza erogabile;
 - il trasferimento dei dati e delle informazioni in *Power Line Carrier* al concentratore posto in cabina secondaria.

La regolazione tariffaria della RTDG

- 2.7 Con la deliberazione ARG/gas 159/08 l'Autorità ha approvato la Parte II del *Testo Unico delle disposizioni della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012*, recante la *Regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012* (RTDG). La RTDG stabilisce i criteri di copertura dei costi connessi all'attuazione delle *direttive telegestione gas* e prevede specifiche penalità in caso di mancato rispetto delle scadenze previste dalle *direttive telegestione gas* (Tabella 2).

Tabella 2 Le penalità riportate nella tabella 8 della RTDG

Classe GdM	>G40	da G16 a G40	G10	≤G6
Penalità/GdM non installato	54€	21€	12€	4€

- 2.8 Il comma 49.2 della RTDG regola i casi di inadempimento grave degli obblighi previsti dalle *direttive telegestione gas*. Qualora il numero di GdM effettivamente installati risulti inferiore al 50% dei quantitativi previsti, oltre alla penale, applicata nella misura massima prevista, è previsto l'avvio un procedimento finalizzato alla erogazione di una sanzione in relazione all'inadempimento eccedente la quota oggetto di penale.

- 2.9 Con la deliberazione ARG/gas 36/11, su cui si innesta il presente documento per la consultazione, è stato avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di modifiche e integrazioni della RTDG, funzionali alle attività previste dalla deliberazione ARG/gas 155/08. Con il DCO 17/11 l'Autorità ha esposto le prime valutazioni di possibili modifiche della regolazione tariffaria del servizio di misura sulle reti di distribuzione del gas naturale, in relazione agli obblighi previsti dalle *direttive telegestione gas*.

Le disposizioni della legge 23 luglio 2009, n. 99

- 2.10 La legge 23 luglio 2009, n. 99 (di seguito: legge 99/09) contiene disposizioni relative ai GdM installati presso i punti di riconsegna delle reti di distribuzione del gas naturale. In particolare:
- il comma 21 dell'articolo 30 stabilisce che *“La validità temporale dei bolli metrici e della marcatura <CE> apposti sui misuratori di gas con portata massima fino a 10 metri cubi/h è di quindici anni, decorrenti dall'anno della loro apposizione, in sede di verifica o accertamento della conformità prima della loro immissione in commercio”*;
 - il comma 23 dell'articolo 30 stabilisce che *“Non può essere apposto un nuovo bollo recante l'anno di verifica o di fabbricazione o di apposizione della marcatura <CE> ai misuratori di gas sottoposti a verifica dopo la loro riparazione o rimozione”*;
 - il comma 25 dell'articolo 30 stabilisce che, ai fini di una graduale applicazione della prescrizione sul limite temporale dei bolli metrici, l'Autorità definisce le modalità e i tempi per procedere alla sostituzione dei misuratori volumetrici di gas a pareti deformabili soggetti a rimozione, assicurando che i costi dei misuratori da sostituire non vengano posti a carico dei consumatori né direttamente né indirettamente;
 - il medesimo comma 25 prevede come l'Autorità possa disporre la sostituzione dei misuratori volumetrici a pareti deformabili con contatori elettronici teleletti e telegestiti, che assicurino vantaggi ai consumatori finali in termini di maggiori informazioni nonché di riduzioni tariffarie conseguenti ai minori costi sostenuti dalle imprese.

Il documento di consultazione DCO 17/11

- 2.11 Nel DCO 17/11 l'Autorità, in relazione a criticità segnalate da imprese distributrici e loro associazioni di categoria rispetto alle tariffe per il servizio di misura del gas naturale previste dalla RTDG, ha prospettato una riforma delle componenti tariffarie a copertura dei costi relativi al servizio di misura del gas naturale, orientata a fornire adeguati stimoli all'efficienza nella gestione del servizio e a evitare distorsioni nelle scelte delle imprese.
- 2.12 Nel DCO 17/11 sono in particolare prospettati i seguenti interventi:
- l'introduzione di una specifica componente tariffaria $t(cen, mis)_t^{capex}$ a copertura dei costi di capitale centralizzati relativi ai sistemi di telegestione, il cui livello sarebbe fissato in modo parametrico, sulla base di un costo unitario medio per punto di riconsegna servito;

- la differenziazione della componente a copertura dei costi operativi di installazione e manutenzione, prevedendo una componente $^{base}t(ins)_t^{opex}$, destinata alla copertura dei costi di installazione e manutenzione relativi ai gruppi di misura di classe inferiore o uguale a G6 e dei gruppi di misura di classe superiore a G6 non conformi ai requisiti della deliberazione ARG/gas 155/08, e una componente $^{>G6}_{ele}t(ins)_t^{opex}$, destinata alla copertura dei costi di installazione e manutenzione dei gruppi di misura di classe maggiore di G6 conformi ai requisiti della deliberazione ARG/gas 155/08.
- 2.13 Per la copertura dei costi di capitale di località è prevista la componente $t(mis)_{t,c,i}^{capex}$, attualmente valorizzata sulla base dei costi effettivamente sostenuti dalle imprese e in prospettiva valorizzata sulla base di costi *standard*, limitatamente alla quota parte destinata alla copertura dei nuovi investimenti, subordinatamente alla definizione di un prezzario per la valorizzazione degli incrementi patrimoniali a valori di sostituzione.
- 2.14 Infine, con riferimento alla copertura dei costi operativi di telelettura/telegestione, il DCO 17/11 prevede di mantenere il riconoscimento del corrispettivo $t(rac)_t^{opex}$, calcolato sulla base dell'attuale livello efficientato⁴, anche per i punti di riconsegna già predisposti per la telegestione fino alla fine dell'anno 2016. A partire dal 2017, invece, si prevede una differenziazione del valore della componente tra le imprese in regola e le imprese in ritardo rispetto agli obiettivi di installazione dei misuratori elettronici, ipotizzando di lasciare alle imprese ottemperanti una quota superiore al 50% di tali maggiori recuperi di produttività.

L'evoluzione tecnico/normativa europea

- 2.15 Il 12 marzo 2009 la Commissione Europea ha predisposto il mandato M/441 per gli organismi di standardizzazione CEN, CENELEC ed ETSI “*in the field of measuring instruments for the development of an open architecture for utility meters involving communication protocols enabling interoperability*”, con l’obiettivo di pervenire ad una architettura interoperabile per gli utility meters (elettricità, gas, acqua, calore). In tale ambito il CEN/CENELEC/ETSI *Smart Meters Coordination Group* ha predisposto il *Technical Report “Functional reference architecture for communications in smart metering systems”* (SMCG_Sec0041_DC 2011-05), approvato in data 25 ottobre 2011 dal Comitato Elettrotecnico Italiano.

⁴ Calcolato sulla base di modalità di raccolta di tipo manuale ed efficientato tramite l’applicazione del *price cap*.

3. Stato di attuazione degli obblighi di messa in servizio dei GdM

- 3.1 Come evidenziato in Tabella 1, entro il 31 dicembre 2010 era prevista la messa in servizio di GdM di classe >G40 conformi ai requisiti funzionali definiti nelle *direttive telegestione gas*.
- 3.2 Le imprese distributrici e le loro associazioni di categoria, in occasione di incontri svoltisi tra la fine dell'anno 2010 e l'inizio dell'anno 2011, hanno segnalato all'Autorità la difficoltà a reperire sul mercato i convertitori di volume necessari per l'adeguamento dei gruppi di misura esistenti ai requisiti funzionali minimi previsti dalle *direttive telegestione gas*. In relazione a tali segnalazioni l'Autorità ha ritenuto opportuno acquisire, oltre al dato relativo al numero di GdM messi in servizio entro il 31 dicembre 2010, il dato relativo al numero di GdM messi in servizio entro il 30 giugno 2011, termine ritenuto congruo rispetto alle criticità segnalate. Lo stato degli adempimenti al 30 giugno 2011 è riassunto nelle tabelle che seguono.

Tabella 3 *Esito della raccolta dati relativa ai GdM >G40: risposte ricevute*

	Numero di imprese distributrici	Numero di PdR attivi al 30 giugno 2011
imprese distributrici che hanno consegnato i dati	207	60.033
imprese distributrici che <u>non</u> hanno consegnato i dati	61	2.100
Totale	268	62.133

Tabella 4 *Esito della raccolta dati relativa ai GdM >G40: grado di implementazione degli obblighi*

% di GdM messi in servizio al 30 giugno 2011	N° imprese distributrici in funzione del grado di adempimento	Numero di PdR attivi al 30 giugno 2011
100%	72	2.443
95% - 99,99%	16	3.382
90% - 94,99%	16	20.673
80% - 89,99%	11	4.097
70% - 79,99%	8	1.255
60% - 69,99%	9	872
50% - 59,99%	14	2.719
40% - 49,99%	6	2.651
30% - 39,99%	4	144
20% - 29,99%	5	1.396
10% - 19,99%	3	216
0,01% - 9,99%	8	263
0%	26	0
senza GdM > G40	9	N.A.
Livello medio di adempimento 66,81%*	207	40.111

* 40.111 GdM in servizio su 60.033

4. Istanze e criticità segnalate

- 4.1 Nel mese di novembre 2010 le associazioni di categoria delle imprese distributrici di gas naturale Anigas, Assogas, Federestrattiva e FederUtility oltre a segnalare alcune criticità rispetto all'impostazione delle tariffe per il servizio di misura, che sono state successivamente oggetto del DCO 17/11, hanno evidenziato ulteriori criticità relativamente al piano di installazione dei GdM.
- 4.2 In relazione ai profili di tipo tecnologico, sono state segnalate in particolare problematiche relative ai seguenti aspetti:
- la disponibilità delle apparecchiature aventi i requisiti funzionali minimi richiesti dalle *direttive telegestione gas* (correttori di volume e nuove tecnologie di misura);
 - le soluzioni per la realizzazione dei sistemi di telecomunicazione per la trasmissione dei dati e la necessità di testare le diverse soluzioni in campo;
 - il permanere di incertezze derivanti dalla normativa metrologica.
- 4.3 Come indicato nella parte introduttiva del presente documento, in risposta al DCO 17/11 hanno formulato osservazioni e proposte operatori del servizio di distribuzione e misura del gas naturale e loro associazioni di categoria, costruttori di apparati di misura, associazioni di venditori, nonché operatori del settore delle telecomunicazioni.
- 4.4 Oltre a commenti specifici rispetto alle proposte di modifica della RTDG contenute nel DCO 17/11, gli operatori del servizio di distribuzione e misura e le loro associazioni di categoria hanno sottolineato l'esigenza di prevedere una ridefinizione del piano temporale di installazione dei contatori elettronici, al fine di poter intercettare il risparmio in termini di investimento che nuove soluzioni tecnologiche potrebbero far conseguire. In particolare viene evidenziata la possibilità di conseguire significativi risparmi mediante una rimodulazione delle tempistiche previste per le classi di GdM maggiori di G6 e vengono sottolineate criticità circa la sostenibilità del costo per l'implementazione del piano di installazione relativamente alle classi G6 e inferiori, nonché della compatibilità della tempistica prevista dalla deliberazione ARG/gas 155/08 con le disposizioni di cui alla legge 99/09 in materia di validità dei bolli metrici e di graduale sostituzione dei gruppi di misura obsoleti. Preoccupazioni sull'economicità delle soluzioni implementabili per lo sviluppo della telegestione rispetto alle informazioni oggi disponibili sono state espresse da un operatore del settore delle telecomunicazioni, che ha evidenziato anche come la regolazione possa risultare penalizzante nei confronti di sviluppi multi-servizio delle reti di telegestione, anche in una prospettiva di sviluppo *smart-city*. Da parte dell'associazione dei venditori è stata rimarcata peraltro l'importanza di garantire la tempestività e la correttezza delle misure, quali fattori imprescindibili nello sviluppo del mercato italiano del gas.
- 4.5 Le associazioni delle imprese distributrici di gas naturale (Anigas, Assogas, Federestrattiva e Federutility) e alcune imprese distributrici hanno in particolare evidenziate le seguenti problematiche:

- a. saturazione dell'offerta delle apparecchiature di misura, con una significativa differenza fra la richiesta italiana dettata dal programma e la stima della produzione UE;
 - b. stante le quantità previste dal programma, non appare ancora industrialmente disponibile per tutte le classi di GdM un prodotto commerciale che utilizzi tecnologie di misura "innovative";
 - c. le novità introdotte dalla deliberazione ARG/gas 155/08 in termini di requisiti minimi, e alcune problematiche connesse alla definizione e consolidamento della normativa tecnica e metrologica, che coinvolgono anche altri attori (in particolare il CIG e il Ministero dello sviluppo economico), renderebbero critico il rispetto del crono-programma previsto dalla medesima deliberazione;
 - d. per il *mass market* (classe fino a G6), le tempistiche dettate dalla delibera ARG/gas 155/08 non sarebbero giudicate congruenti con il principio di gradualità dettato dal provvedimento richiesto dal comma 25 dell'articolo 30 della legge 99/09;
 - e. nel caso di concessioni formalmente scadute, in attesa dell'affidamento sulla base delle nuove regole previste per le gare d'ambito non risulterebbe possibile procedere agli investimenti richiesti dall'attuazione delle disposizioni della deliberazione ARG/gas 155/08 in virtù delle disposizioni dell'art. 14, comma 7, del D.Lgs. 164/00, secondo cui in tale periodo il gestore uscente non potrebbe effettuare investimenti straordinari.
- 4.6 Nelle risposte alla consultazione emerge che molte delle criticità sopra riportate, secondo la valutazione dei rispondenti, potrebbero facilmente essere superate con uno spostamento di due anni del piano di adeguamento e con una gradualità maggiore delle sostituzioni per il *mass market*.
- 4.7 Nello specifico, in relazione a tali criticità le associazioni di categoria hanno proposto un differimento dei termini previsti per la messa in servizio dei GdM contenuti nelle *direttive telegestione gas*, così precisati:
- per la classe >G40, un differimento al 31 dicembre 2011 della scadenza prevista per la messa in servizio, per far fronte ai ritardi legati agli approvvigionamenti sul mercato delle apparecchiature;
 - il differimento di 1-2 anni delle scadenze previste per la messa in servizio dei gruppi di misura di classe G25-G40, che consentirebbe un notevole risparmio sul costo dell'investimento in considerazione della futura disponibilità, in quantità industriali, di GdM "compatti smart" che integreranno le funzioni di misura alle condizioni *standard*, nonché la registrazione e comunicazione dei dati in un unico involucro marchiato MID e, in parallelo, di misuratori basati su tecnologie di misura "innovative";
 - le classi G10 e G16, dal punto di vista tecnico, sono accomunate alle classi G25-G40, tuttavia la proposta delle associazioni prevede una rimodulazione in linea con quella del *mass market*;
 - una rimodulazione degli adempimenti previsti per i GdM destinati al mass market (classi G4 e G6) che permetta di completare il processo di ammortamento secondo le vite utili tariffarie definite con la *RTDG* e di eliminare conseguentemente eventuali *stranded cost*, anche al fine di

intercettare soluzioni più economiche ed evolute, alcune delle quali, ragionevolmente disponibili al mercato tra circa 1-2 anni, potranno integrare in un unico apparato il modulo elettronico di gestione della misura, compensazione di T, registrazione dei dati, il modem, il *display* digitale e l'elettrovalvola.

5. Valutazioni preliminari rispetto alla criticità evidenziate

- 5.1 In relazione alle criticità evidenziate, così come riportate nel Capitolo 4, l'Autorità ha condotto ulteriori approfondimenti, anche mediante incontri con imprese distributrici, costruttori di apparati e operatori del settore telecomunicazioni.
- 5.2 Gli approfondimenti sono stati svolti esaminando, per le differenti classi di GdM, i due seguenti profili di analisi:
 - disponibilità di gruppi di misura e loro costi;
 - soluzioni architettrali per i sistemi di telegestione e loro costi.
- 5.3 Inoltre, sono state approfondite anche le segnalazioni ricevute relative ai requisiti minimi funzionali previsti.

Gruppi di misura

Classi di GdM superiori a G40

- 5.4 Sulla base dei dati riportati in Tabella 3 si ritiene che, essendo la percentuale di GdM equipaggiati in modo da riflettere i requisiti funzionali minimi previsti dalle *direttive telegestione gas* consistente, si possano considerare superate eventuali cause sistemiche a giustificazione delle mancate installazioni.

Classi di GdM da G16 a G40

- 5.5 Per i gruppi di misura di classe compresa tra G16 e G40, le imprese distributrici sembrano orientate a valutare con attenzione le possibilità di impiego di GdM con tecnologie “innovative”, che sembrano offrire interessanti prospettive in termini di risparmio di costi di investimento.
- 5.6 Questo orientamento troverebbe riscontro nelle valutazioni di alcuni costruttori di apparati che sono stati sentiti dall'Autorità. Secondo i costruttori di apparati, per i GdM di classe compresa tra G16 e G40 sono attualmente considerate le diverse soluzioni disponibili: *tradizionale* (convertitori di pressione e temperatura esterni al misuratore), *ibrida* (correttori - di pressione e temperatura - e misuratore a membrana costituiscono un “monoblocco”) e *massica* (che misura la massa e non necessita quindi di dispositivi in grado di rilevare pressione e temperatura).
- 5.7 La soluzione *tradizionale* risulta essere basata su una tecnologia consolidata e pronta per la commercializzazione. Tale soluzione implica quasi sempre la necessità di sostituire i misuratori attualmente in uso, salvo i casi in cui siano già predisposti con rubinetto per rilevazione della pressione, tasca per rilevazione

della temperatura e di un'interfaccia emettitrice di impulsi. I costi associati allo sviluppo della tecnologia tradizionale appaiono rilevanti essendo costituiti dal costo riferito al misuratore a cui si aggiunge il costo del correttore di pressione e temperatura, oltre alle spese di messa in opera.

- 5.8 La soluzione *ibrida* si sviluppa su una tecnologia consolidata che risulterebbe disponibile da fine 2011. Nel caso di soluzione ibrida è sempre necessaria la sostituzione del misuratore esistente. Per contro si dovrebbe conseguire un significativo risparmio sul costo del GdM, stimabile nell'ordine del 40%.
- 5.9 La soluzione *massica*, i cui costi risulterebbero sostanzialmente allineati a quelli della soluzione *ibrida*, potrebbe essere disponibile in misura sufficiente rispetto alle esigenze di rinnovo del parco nel corso del 2012.

Classe di GdM G10

- 5.10 Rispetto alla classe di GdM G10 è stato segnalato che, in sede di rinnovo del parco, potrebbe essere assorbita dalle classi G16 o G6.

Classi di GdM G4 e G6

- 5.11 Per il rinnovo del parco relativo ai GdM G4-G6 le imprese distributrici sembrerebbero orientate a valutare l'ipotesi di utilizzo di GdM a tecnologia massica o a ultrasuoni, che offrirebbero vantaggi in termini economici.
- 5.12 In sintesi, per quanto riguarda le classi di GdM G4 e G6, a eccezione di uno dei costruttori interpellati che ha manifestato perplessità in merito alla tempistica, gli altri costruttori hanno dichiarato di poter adempiere ad ordinativi consistenti nei tempi previsti dalle scadenze stabilite dalla delibera ARG/gas 155/08.
- 5.13 Sulla base degli approfondimenti condotti si può concludere che, per i GdM destinati alla clientela residenziale, più che un problema di disponibilità si pone una questione di opportunità di riduzione del costo degli apparati nel tempo, anche in relazione alle potenzialità che sembrano riconducibili a soluzioni innovative.

Sistemi di telegestione

Sottorete di comunicazione tra sistema centrale e concentratore dati

- 5.14 Per quanto riguarda la sottorete di comunicazione tra sistema centrale e concentratore dati (cosiddetta WAN), non si rilevano particolari problematiche, dal momento che le esperienze sul campo, soprattutto nel settore elettrico, evidenziano l'utilizzo di una rete pubblica di telecomunicazioni, e che esistono diverse tecnologie e diversi fornitori in concorrenza per questo servizio.

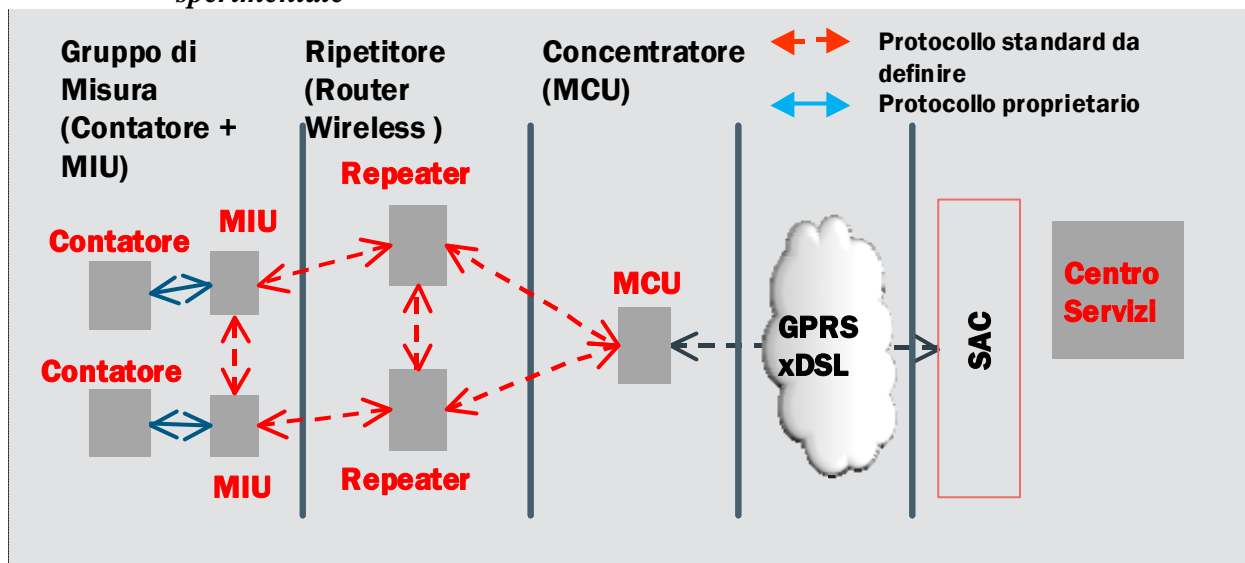
Sottorete di comunicazione locale tra gruppo di misura e concentratore dati

- 5.15 Il segmento locale che collega il gruppo di misura ai fini della telelettura, invece, presenta complessità maggiori, dal momento che tale collegamento:

- è dedicato al misuratore, e dunque non beneficia di economie di scala;
 - può essere realizzato con diverse tecnologie, non tutte utilizzabili allo stesso costo in situazioni diverse (es. GdM all'interno dell'abitazione, all'esterno dell'abitazione, in cantina, ecc.).
- 5.16 In relazione alle problematiche relative allo sviluppo della sottorete locale dei sistemi di telegestione, dunque, l'Autorità ha effettuato alcuni approfondimenti, incontrando anche alcune realtà del settore telecomunicazioni che avevano espressamente richiesto un incontro. In particolare, sono state incontrate realtà sia del mercato della fornitura di apparati e di sistemi sia del mercato degli operatori di servizi di telecomunicazioni.
- 5.17 Per quanto riguarda la fornitura di apparati e di sistemi, le esperienze nel settore della telelettura a livello internazionale (elettricità, gas, acqua – generalmente più servizi congiuntamente), includono realtà già operative e realtà caratterizzate da diversi stadi di implementazione.
- 5.18 Nel caso più simile a quello italiano tra quelli illustrati, sono state dichiarate realizzazioni aventi per oggetto il servizio di telelettura per elettricità e acqua per alcune piccole municipalità tramite:
- fornitura degli apparati e realizzazione della piattaforma di telelettura e di *billing*,
 - *partnership* con un operatore di telefonia mobile per la trasmissione dati a mezzo connessione GPRS.
- 5.19 Relativamente al costo del servizio, risultano confermate le valutazioni formulate nell'analisi costi benefici che ha supportato l'emanazione delle *direttive telegestione gas*, secondo cui al di sotto di una soglia dimensionale minima dell'impresa distributrice lo sviluppo della telegestione non è economico.
- 5.20 Per quanto riguarda la fornitura di servizi di telecomunicazioni, invece, l'operatore incontrato ha illustrato la documentazione relativa alle sperimentazioni da loro condotte sulle possibili tecnologie utilizzabili per la telelettura/telegestione. Nella tabella che segue, che prende spunto dalla architettura del sistema di telegestione contenuta nella norma UNI/TS 11291, è evidenziato lo schema delle componenti infrastrutturali previste⁵.

⁵ MIU (*Meter Interface Unit*): trasmettitore che consente di memorizzare i dati di lettura e di trasmetterli verso la rete di raccolta; MCU (*Meter Control Unit*): concentratore dati che raccoglie le misure ricevute da un certo numero di contatori e li trasmette verso il sistema di raccolta centrale; SAC (Sistema Acquisizione Centrale): componente di gestione dei dispositivi di rete fino al PdR.

Tabella 5 Componenti infrastrutturali delle tecnologie di telelettura/telegestione sperimentate



5.21 Sulla base delle loro analisi risulterebbero utilizzabili fondamentalmente quattro tecnologie di accesso⁶, come illustrato nella tabella che segue.

Tabella 6 Tecnologie di telecomunicazioni applicabili alla telelettura illustrate dall'operatore di telecomunicazioni

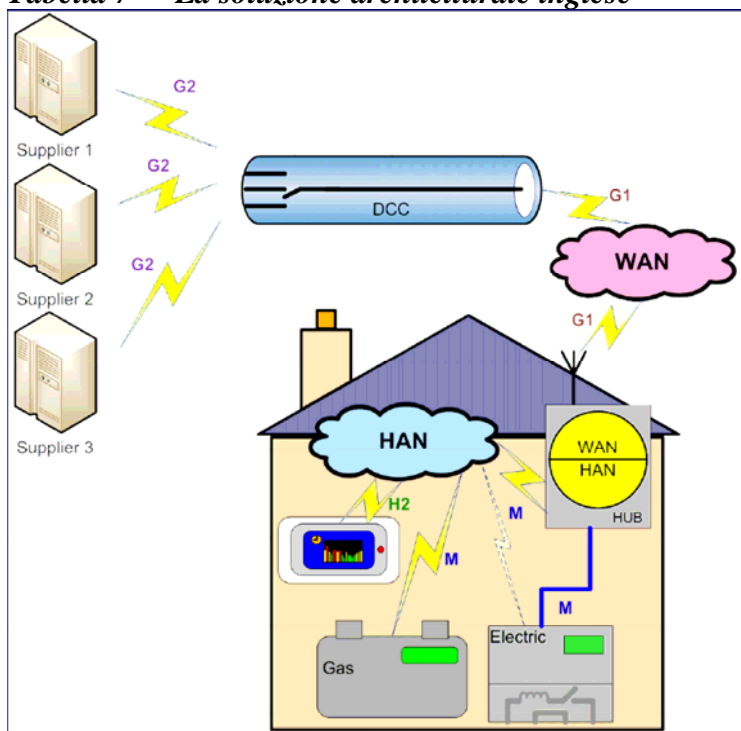
Tecnologie	Caratteristiche	Valutazione dell'operatore
ZigBee 2,4 GHz	<ul style="list-style-type: none"> - rete da realizzare - soluzione basata su concentratori - frequenze non soggette a licenza 	<ul style="list-style-type: none"> - standard di fatto e rete solida - necessita di numerosi ripetitori/concentratori (con aumento dei costi) - se ci sono prospettive multiservizio diventa la rete più economica: per un solo servizio (es. gas) non è la soluzione più economica, mentre laddove il costo possa essere suddiviso tra più servizi il costo per singolo utente/servizio risulterebbe inferiore
WMBus 868 MHz	<ul style="list-style-type: none"> - rete da realizzare - soluzione basata su concentratori - frequenze non soggette a licenza 	<ul style="list-style-type: none"> - standard europeo - stesso numero di ripetitori dello ZigBee, quindi costo relativamente elevato - non soddisfa tutti i requisiti del CIG - l'operatore la giudica una tecnologia non ottimale
WMBus 169 MHz	<ul style="list-style-type: none"> - rete da realizzare - soluzione basata su concentratori - frequenze non soggette a licenza 	<ul style="list-style-type: none"> - frequenza ETSI per telemisura e telecontrollo - ridotte interferenze - limitato impiego di ripetitori, quindi relativamente meno costosa - problematiche in termini di scarsa maturità della tecnologia e di dimensione delle antenne (ingombranti) - più economica della ZigBee per un solo servizio (se superati i problemi tecnici sulle antenne)
GSM/GPRS 900/1800 MHz	<ul style="list-style-type: none"> - rete esistente - no concentratori - frequenze soggette a licenza 	<ul style="list-style-type: none"> - prevista dall'architettura CIG, già utilizzata per contatori commerciali e industriali - non strettamente necessaria una nuova infrastruttura - alcuni problemi: costi legati alla sostituzione delle batterie, <i>legacy</i> con l'operatore TLC, frequenze 900 MHz GSM oggetto di refarming

⁶ Il segmento dell'accesso è quella parte di una rete di telecomunicazioni che collega un punto di fruizione (in questo caso il gruppo di misura) al primo elemento di rete condivisa (in questo caso può essere un concentratore, oppure direttamente il centro di telegestione nel caso della rete GSM/GPRS).

Tecnologie	Caratteristiche	Valutazione dell'operatore
		(e costo del 3G ancora troppo elevato) - (salvo problematiche specifiche) può essere la tecnologia meno costosa nel breve periodo, ma l'operatore la giudica non ottimale nel lungo periodo

5.22 In questo contesto sembra interessante menzionare anche l'impostazione che sta maturando nel Regno Unito, in conformità all'architettura multi-servizio sviluppata dal CEN/CENELEC/ETSI *Smart Meters Coordination Group*. Per quanto riguarda il *mass market* si sta affermando un orientamento verso una soluzione architeturale che prevede una *rete domestica di comunicazioni* (HAN⁷) e una rete esterna di comunicazione (WAN).

Tabella 7 *La soluzione architeturale inglese*



5.23 La *rete domestica di comunicazioni*, basata sull'uso di radiofrequenze, collega i gruppi di misura elettrico e gas a un modem che consente di comunicare con l'esterno e a un *display* (IHD) che rende disponibili informazioni al cliente finale.

5.24 La *rete esterna* collega il *modem* domestico con il sistema centrale.

5.25 Questa soluzione appare molto interessante in quanto consente:
- l'utilizzo integrato in una prospettiva multi-servizio delle reti di comunicazione esterne all'abitazione;

⁷ Home Area Network.

- lo sviluppo di reti interne domestiche di comunicazione multi-servizio che sembrano offrire vantaggi in termini di risparmio di costi (esempio modem unico) e di efficacia nel rendere disponibili informazioni al cliente finale (unico *display* per differenti servizi), e che risultano interessanti anche in una prospettiva di sostegno al raggiungimento degli obiettivi di efficienza energetica e sviluppo di eventuali strumenti di *demand response*.
- 5.26 Con riferimento alla modalità per rendere disponibili le informazioni al cliente finale, inoltre, si segnala che la consultazione francese⁸ propone un orientamento che non prevede apparati aggiuntivi a casa del cliente, basandosi invece sull'accessibilità al dettaglio dei dati di consumo tramite la consultazione di un sito *Internet*, ovviamente protetto da *password*.

Requisiti minimi funzionali per GdM di classe G4 e G6

Elettrovalvola

- 5.27 Per i gruppi di misura destinati al *mass market* emergono inoltre alcune criticità legate a possibili costi connessi ai requisiti minimi definiti nella deliberazione ARG/gas 155/08, con particolare riferimento all'utilizzo effettivo delle elettrovalvole, e alla previsione di installare convertitori di temperatura, nel caso di GdM con principio di misura volumetrico, su cui permangono incertezze relative all'evoluzione della normativa metrologica.
- 5.28 Le *direttive telegestione gas* prevedono che i GdM debbano essere dotati di un'elettrovalvola che:
- consenta di eseguire da remoto la chiusura dell'erogazione di gas;
 - non consenta di aprire l'erogazione di gas da remoto, ma consenta l'abilitazione all'apertura manuale.
- 5.29 Un utilizzo da remoto dell'elettrovalvola legato a funzionalità di tipo commerciale di frequenza limitata (es. distacco in caso di morosità e simili), che non necessita di comunicazione in *real time*, non si ritiene che possa implicare una connessione così frequente da influire sulla vita utile delle batterie.

Criteri di esecuzione dei controlli metrologici successivi e compensazione di temperatura

- 5.30 E' stato recentemente predisposto dal Ministero dello Sviluppo Economico uno Schema di decreto recante "Regolamento concernente i criteri per l'esecuzione dei controlli metrologici successivi sui contatori del gas e i dispositivi di conversione del volume, ai sensi del decreto legislativo 2 febbraio 2007, n. 22, attuativo della direttiva 2004/22/CE (MID)".
- 5.31 Le valutazioni che seguono partono dal presupposto che gli obblighi di verifica periodica dei convertitori non andranno a interessare i gruppi di misura di classe G4 e G6, indipendentemente dalla tecnologia costruttiva e dalle funzioni di compensazioni di temperatura (e di pressione) che possono avere a bordo.

⁸ Consultation Publique francese del 27 maggio 2011.

Possibile integrazione con il sistema elettrico

Evoluzione del servizio di misura dell'energia elettrica

- 5.32 La sostituzione dei misuratori elettronici sulle reti elettriche in bassa tensione, iniziata nei primi anni 2000, risulta ormai in fase conclusiva.
- 5.33 Con riferimento alla possibile evoluzione del servizio di misura dell'energia elettrica, con il DCO 34/11 (meccanismi per l'incentivazione degli investimenti nel settore elettrico), l'Autorità ha affermato che, tra gli sviluppi connessi alla realizzazione di reti *smart* di distribuzione dell'energia elettrica, particolare interesse rivestono gli strumenti accessori dei sistemi di misura elettronica dell'energia elettrica in bassa tensione, capaci di trasferire a tutti i clienti finali del servizio elettrico informazioni tali da consentire loro una "partecipazione attiva" alla gestione efficiente del sistema nel suo complesso.
- 5.34 A tal proposito è stato evidenziato che alcuni distributori di energia elettrica stanno sperimentando l'introduzione di nuove apparecchiature, capaci di dialogare con il sistema dei misuratori elettronici già installati presso la quasi totalità dei clienti italiani in bassa tensione e che consentono di mettere a disposizione informazioni utili alla gestione della domanda dei clienti tramite interfacce *standard* (porta USB). Tali interfacce utilizzano la rete di comunicazione sulla rete di bassa tensione via PLC (*power line carrier*) e possono essere inserite presso i locali dell'utente anche nei casi in cui i contatori siano "centralizzati" in locali diversi da quelli di abitazione. La porta USB permetterebbe a sua volta la fornitura di ulteriori servizi tramite il collegamento ad altre apparecchiature elettroniche (quali *display* video o personal computer) nella disponibilità del consumatore.
- 5.35 Con riferimento a quanto sopra, l'Autorità ritiene utile:
- a) avviare una revisione dei requisiti minimi dei misuratori elettronici sulle reti elettriche in bassa tensione, affinché le potenzialità di messa a disposizione del dato sopra descritte siano incluse fin dall'origine nei misuratori stessi;
 - b) valutare la possibilità di prevedere fin da subito la possibilità per i distributori di mettere a disposizione, su base sperimentale, non discriminatoria e su richiesta del cliente finale (ovvero del venditore per conto del cliente finale), strumenti del tipo di quelli sopra descritto. In tal caso è stata evidenziata l'esigenza di definire opportune regole per disciplinare le modalità di copertura del costo di tale servizio aggiuntivo (costo che non potrà essere socializzato ma dovrà essere attribuito agli utilizzatori del medesimo⁹) e le caratteristiche minime del servizio reso.
- 5.36 Ad oggi sono in corso sperimentazioni legate allo sviluppo delle *smart grids*, approvate con deliberazione ARG/elt 12/11, alcune delle quali stanno testando

⁹ In altre parole, si prevede che il costo del misuratore, porte di uscita incluse, venga ripagato in tariffa, mentre le funzionalità a valle del misuratore debbano essere disponibili a pagamento su richiesta del cliente.

strumenti di *demand response* quali quelli sopra citati, esclusivamente con riferimento alla rete elettrica.

- 5.37 L'Autorità ritiene che tali apparati innovativi, meglio se in una logica multi-servizio, possano migliorare l'efficacia dei segnali di prezzo ai clienti finali, nonché di favorire l'uso efficiente delle risorse, consentendo una maggior disponibilità di informazioni e dati di consumo attraverso il potenziamento e l'integrazione dei sistemi di comunicazione di diversi servizi.
- 5.38 Il Technical Report "*Functional reference architecture for communications in smart metering systems*", che tratta diffusamente l'architettura multi-servizio sviluppata dal CEN/CENELEC/ETSI Smart Meters Coordination Group nell'ambito del mandato M/441, è stato votato positivamente dal Comitato Elettrotecnico Italiano il 25 ottobre 2011. L'Autorità auspica che il sottocomitato SC 13A "*Smart metering*" del CEI sviluppi i requisiti funzionali degli *smart meters* di energia elettrica di seconda generazione in tale contesto e in tale prospettiva, anche sfruttando le possibili sinergie che potranno avere origine dalla sperimentazione multi-servizio proposta dall'Autorità.

Potenzialità connesse ai sistemi di misura elettronica telegestita

- 5.39 Nel medesimo DCO 34/11, l'Autorità ha anche affrontato la tematica relativa alle potenzialità connesse ai sistemi di misura elettronica telegestita.
- 5.40 In tale ambito e in una prospettiva di crescente separazione tra società che gestiscono infrastrutture di rete e società di fornitura che utilizzano tali reti, è stato evidenziato l'interesse verso soluzioni sinergiche nella gestione da remoto delle reti relative ai diversi servizi, anche in una prospettiva di attivazione di economie di scopo, oltre che di ampliamento dei servizi offerti ai clienti.
- 5.41 Nello specifico, utilizzare gli stessi strumenti/apparati (ferme restando le rispettive compatibilità tecnologiche e di sicurezza) per la trasmissione dei dati di misura o la telegestione di servizi come la distribuzione dell'energia elettrica, la distribuzione del gas naturale o il servizio idrico, sembra offrire interessanti potenzialità.

Spunti per la consultazione

- Q1.** *Si concorda con la valutazioni preliminari rispetto alle principali criticità evidenziate con riferimento ai gruppi di misura? Descrivere eventuali ulteriori criticità..*
- Q2.** *Si concorda con la valutazioni preliminari rispetto alle principali criticità evidenziate con riferimento ai sistemi di telegestione? Descrivere eventuali ulteriori criticità.*
- Q3.** *Si concorda con le ipotesi adottate con riferimento ai requisiti minimi funzionali? Argomentare eventuali posizioni diverse.*
- Q4.** *Esprimere le proprie valutazioni sulla possibilità di utilizzare sistemi di gestione dati multiservizio per la telelettura.*

6. Proposte per lo sviluppo della regolazione

- 6.1 Sulla base delle considerazioni svolte nel capitolo precedente, l’Autorità intende proporre distinte soluzioni destinate a:
- GdM di classe >G40;
 - GdM di classe da G16 a G40;
 - GdM di classe G10;
 - GdM di classe G4-G6.

GdM di classe >G40

- 6.2 Per quanto riguarda i GdM di classe superiore a G40, in ragione delle problematiche di ritardo produttivo/tecnologico segnalate, ma che dovrebbero essere ormai superate, l’Autorità si riserva di valutare l’eventualità di posporre il termine per l’adempimento agli obblighi al 31 gennaio 2012, da valutare con riferimento al 100% dei misuratori installati a quella data.
- 6.3 In coerenza con quanto proposto per le altre classi di misuratori, si ritiene inoltre di dover applicare quanto previsto dal comma 46.3 della RTDG in tema di costi *standard* a partire dall’anno 2012. Nella Tabella 8 che segue è riportata un’ipotesi di costi standard da applicare, la cui logica di determinazione è illustrata nei successivi paragrafi 6.11 e 6.12.

Tabella 8 *Costi standard da applicare ai gruppi di misura per le classi di GdM >G40*

	G65	G100	G160
(€/GdM)	1.230-1.260	1.690-1.730	3.560-3.600

Spunti per la consultazione

- Q5.** *Si concorda con i costi standard proposti? Portare evidenza di eventuali ipotesi di standard diversi.*

GdM di classe da G16 a G40

- 6.4 Per quanto riguarda il piano di installazione dei gruppi di misura di classe da G16 a G40, l’Autorità intende mantenere le scadenze previste dalle *direttive telegestione gas* e propone lo sviluppo di meccanismi basati su costi standard che incentivino le imprese distributrici ad adottare soluzioni ottimali.
- 6.5 La proposta nasce da un’analisi che mira a superare o minimizzare le problematiche delle soluzioni “pure” (non modificare la delibera ARG/gas 155/08 o, viceversa, rimandare le scadenze come richiesto dalla maggioranza degli operatori) in un’ottica di massimizzazione del *welfare* complessivo del sistema gas, che include i clienti finali, le imprese di distribuzione, i venditori e le imprese fornitrici di apparati.
- 6.6 Si osserva infatti che, alla luce degli approfondimenti condotti, la soluzione di non modificare in nulla la delibera ARG/gas 155/08 rischia di incidere

negativamente sul *welfare* del cliente finale per effetto del possibile forte aumento dei costi della misura, anche in relazione alla situazione attuale dell'offerta di apparati, mentre la soluzione di rimandare le scadenze potrebbe incidere negativamente sulle imprese di distribuzione che hanno già cominciato a ottemperare agli obblighi delle *direttive telegestione gas*.

- 6.7 Dal momento che i costi operativi di installazione e manutenzione e tutti i costi di telelettura/telegestione dei dati sono già stati oggetto di trattazione nel DCO 17/11, la proposta per questa categoria di misuratori contenuta nel presente documento per la consultazione si è focalizzata sui costi di capitale per la sostituzione dei gruppi di misura.
- 6.8 Lo schema incentivante prevede che per ciascuna classe di GdM sia individuato l'anno in cui si può ragionevolmente ritenere che le condizioni dell'offerta delle soluzioni ritenute più economiche siano tali da non giustificare ritardi nell'implementazione degli obblighi da parte dei distributori (cosiddetto "anno a regime"). Questo significa che, in quell'anno, i GdM a basso costo devono essere disponibili sul mercato con volumi sufficienti per consentire alle imprese di distribuzione di ottemperare agli obblighi delle *direttive telegestione gas* a prezzi ragionevoli.
- 6.9 Per le classi di misuratori G16, G25 e G40 si prevede che l'anno 2013 possa essere considerato l'anno a regime. Si prevede, inoltre, che occorra un ulteriore anno per completare l'installazione dei misuratori previsti dagli obblighi di sostituzione.
- 6.10 In una prospettiva di incentivo all'efficienza appare necessario accelerare l'introduzione della metodologia di valutazione dei nuovi investimenti basata su *costi standard*, che in relazione all'attività di misura appare meno problematica di quanto non possa risultare per l'attività di distribuzione. Infatti, in relazione alle rilevanti differenze di prezzo stimate tra gruppi di misura elettronici realizzati con tecnologie tradizionali¹⁰ e i medesimi gruppi di misura realizzati con tecnologie innovative, e dato l'impatto economico della sostituzione dei misuratori, si ritiene che il riconoscimento in tariffa sulla base dei costi sostenuti non sia compatibile con l'obiettivo di massimizzazione del *welfare* complessivo, né risulti in linea con l'obiettivo di efficientamento del servizio. Risulta pertanto necessario l'immediato passaggio ai costi standard.
- 6.11 L'Autorità intende proporre un percorso di sviluppo dei costi standard che rifletta il grado di maturità delle diverse tecnologie disponibili e i tempi necessari alla sostituzione, facendo riferimento alle diverse classi di GdM. Data l'evoluzione tecnologica dei misuratori, infatti, è necessario prevedere una evoluzione del *costo standard*:
- a regime il *costo standard* deve essere pari al costo del GdM più efficiente, ovvero del GdM più economico a parità di prestazioni minime richieste;
 - nel periodo iniziale il *costo standard* ha un costo più vicino, ma comunque inferiore, a quello delle tecnologie tradizionalmente installate prima dell'introduzione degli obblighi; tale impostazione dà all'impresa un

¹⁰ Misuratori che ottemperano ai requisiti minimi previsti dalla Delibera ARG/gas 155/08 ad un costo più elevato.

incentivo ad intercettare la migliore tempistica per l'installazione delle tecnologie meno costose (anche alla luce di quanto previsto nel seguito della proposta).

- 6.12 In pratica, i valori dei costi *standard* proposti sono stati determinati a partire dai valori individuati nell'ambito del "gruppo di lavoro prezzario¹¹" e sono stati confrontati con i valori che l'analisi costi-benefici ha individuato come costi a regime, ovvero in situazione di disponibilità commerciale su larga scala e di concorrenza nella fornitura. Il percorso di discesa dei prezzi tra questi due valori è stato determinato con una logica di gradualità lineare¹². Nella Tabella 9 che segue è riportata l'ipotesi di costi standard da applicare.

Tabella 9 Costi standard da applicare ai gruppi di misura per le classi da G16 a G40 incluse

(€/GdM)	G16	G25	G40
2012	390-420	510-540	800-830
2013	350-380	460-490	720-750
2014	310-340	410-440	640-670
2015	270-300	360-390	560-590

- 6.13 Al fine di rendere efficace il meccanismo incentivante che si va proponendo, si ritiene necessario azzerare le penali fino all'anno "a regime", secondo l'ipotesi riportata in Tabella 10. Questa previsione consente di incentivare le imprese ad adottare la scelta più efficiente, dal momento che:
- negli anni precedenti l'anno "a regime", le imprese possono scegliere di attendere la maturazione della tecnologia (nel qual caso non viene applicata loro alcuna penale/sanzione), oppure possono sostituire i misuratori sulla base delle tecnologie disponibili, tenendo presente che il costo standard attribuisce un premio alle imprese che riescono ad installare misuratori efficienti, mentre non copre completamente il costo delle soluzioni meno efficienti;
 - dall'anno "a regime", invece, tutte le imprese dovranno adempiere gli obblighi, pena il pagamento delle penali/sanzioni.

¹¹ Avviato nel mese di aprile 2008 nell'ambito del procedimento funzionale alla definizione delle regole tariffarie per il terzo periodo regolatorio.

¹² In altre parole, i parametri da applicare ai fini della riduzione dei costi nei 4 anni considerati sono stati i seguenti: 0,75, 0,50, 0,25 e 0.

Tabella 10 *Percentuali da applicare al valore delle penali attualmente previste*

Classe GdM/ anno	da G16 a G40
2010	
2011	0%
2012	0%
2013	0%
2014	100%
2015	
2016	

- 6.14 Anche il procedimento sanzionatorio, previsto dal comma 49.2 della RTDG in caso di mancata ottemperanza agli obblighi della deliberazione ARG/gas 155/08 eccedente la quota oggetto di penale, dovrebbe essere avviato solo a partire dall'anno in cui le penali saranno applicate integralmente. Infatti, non essendoci più un limite al di sotto del quale si applica la penale e al di sopra del quale la sanzione, verrebbe meno la logica dell'applicazione del meccanismo previsto dalla RTDG.
- 6.15 In considerazione delle incertezze su tecnologie e costi, l'introduzione dello schema incentivante deve essere accompagnato da un meccanismo di *profit sharing* che, laddove il costo effettivamente sostenuto si rivelasse molto più basso del previsto, offrirebbe maggiori garanzie di tutela verso i clienti finali. In altre parole, laddove il costo standard per una determinata classe di misuratori (definito come illustrato in precedenza) fosse stato definito pari a 100, mentre a posteriori si rilevasse che il costo è stato effettivamente pari a 80, sulla base della regola di *profit sharing* sarebbe possibile riconoscere in tariffa un costo pari a 90, lasciando metà del profitto realizzato all'impresa che ha gestito l'incertezza. Contestualmente, dovrebbe essere previsto anche un meccanismo di *loss sharing*, nel caso in cui l'incertezza sui prezzi agisse in senso opposto.

Spunti per la consultazione

- Q6.** *Si concorda con la proposta di introdurre un incentivo economico all'adozione di comportamenti efficienti senza contestualmente modificare gli obblighi introdotti con la delibera ARG/gas 155/08? Argomentare.*
- Q7.** *Si concorda con l'ipotesi di identificazione dell'“anno a regime” proposta? Indicare e giustificare eventuali diverse proposte.*
- Q8.** *Si concorda con la previsione di immediato passaggio ai costi standard e con la metodologia indicata per la loro determinazione? Argomentare alla luce degli obiettivi di incentivazione sottostanti un'eventuale proposta alternativa, supportandola con adeguata documentazione.*
- Q9.** *Si concorda con l'introduzione di un meccanismo di profit e loss sharing?*

GdM di classe G10

- 6.16 Come indicato al precedente paragrafo 5.10, si ritiene che la classe di misuratori G10 possa essere riassorbita dalle classi G6 o G16. Di conseguenza, in caso di

sostituzione con un misuratore di classe diversa si applicano le disposizioni previste per la classe corrispondente.

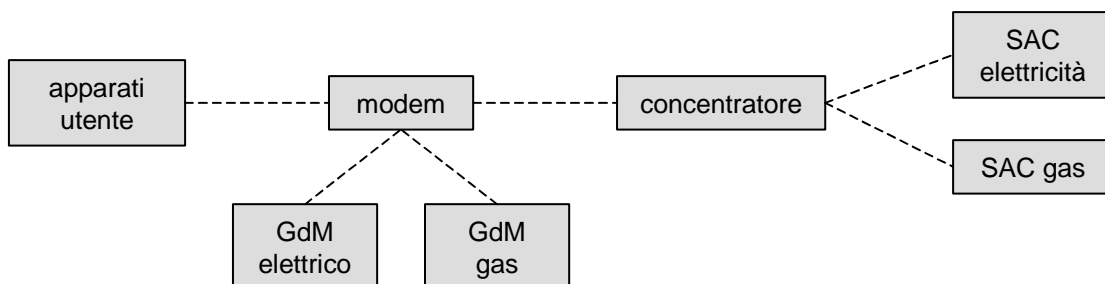
- 6.17 Se, viceversa, il distributore dovesse mantenere la classe G10, si propone un percorso analogo a quello previsto per la classe G16 e i costi standard applicabili risultano quelli illustrati nella Tabella 11 che segue.

Tabella 11 Costi standard da applicare ai gruppi di misura di classe G10

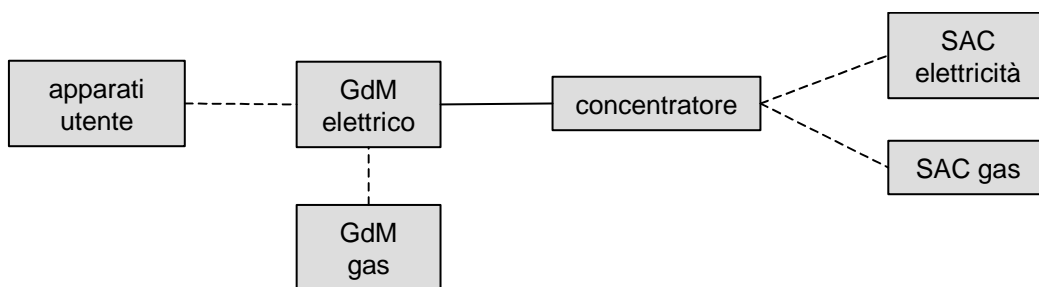
(€/GdM)	G10
2012	330-360
2013	310-340
2014	300-330
2015	280-310

GdM di classe G4 e G6

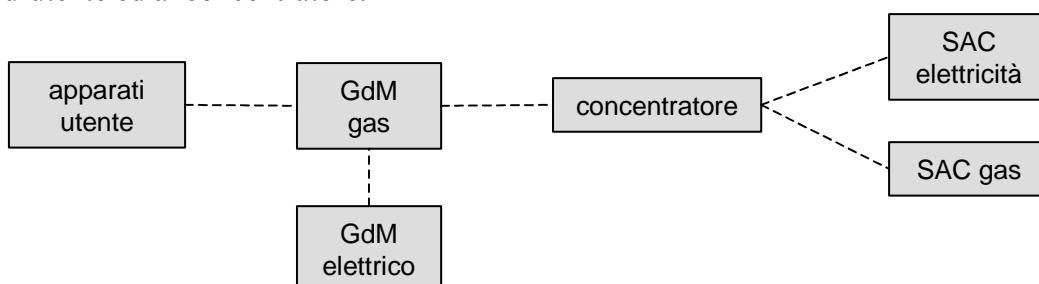
- 6.18 Per quanto riguarda le classi di GdM G4 e G6 l'analisi svolta ha evidenziato criticità in relazione alle soluzioni da adottare per la realizzazione dei sistemi di telegestione ed i relativi costi, in particolare per le sottoreti locali di comunicazione tra gruppi di misura e concentratori di dati, in relazione alle quali non risultano siano state sviluppate significative sperimentazioni.
- 6.19 Alle considerazioni sui ritardi accumulati vanno poi aggiunte le indicazioni che giungono dagli orientamenti che sembrano maturare nel Regno Unito, dove lo sviluppo della telegestione nel settore gas procede in parallelo con lo sviluppo della telegestione nel settore elettrico, consentendo il conseguimento di importanti economie nella realizzazione e nell'utilizzo dei sottosistemi di rete, sia esterni alle abitazioni sia interni.
- 6.20 Da queste riflessioni deriva l'opportunità di esplorare le opportunità di sviluppo di un sistema di telelettura/telegestione congiunto tra il settore gas ed il settore elettrico, che risulti aperto ad eventuali ulteriori servizi (es. acqua). In un'ottica di gestione multi-servizio, dunque, le analisi finora effettuate sembrano far emergere l'opportunità di sviluppo di tre configurazioni alternative, tutte conformi all'architettura multi-servizio sviluppata dal CEN/CENELEC/ETSI Smart Meters Coordination Group e contenuta nel Technical Report *Functional reference architecture for communications in smart metering systems*".
- 6.21 Un prima configurazione si basa su un *modem* che raccoglie via radiofrequenza i dati dei misuratori di energia elettrica e del gas, e li trasmette, da un lato, ad altri apparati accessori nella disponibilità del cliente (ad. es. apparato con porta USB) e, dall'altro, al concentratore che, a sua volta, comunica con i centri di telelettura/telegestione dei fornitori dei servizi.



6.22 La seconda configurazione prevede che il misuratore dell'energia elettrica contenga il *modem* che riceve i dati dal misuratore del gas e li trasmetta, insieme a quelli del consumo elettrico (ma in maniera separata), agli apparati d'utente ed al concentratore. In questo caso, è possibile che la comunicazione tra il GdM elettrico ed il concentratore (ed eventualmente anche verso gli apparati d'utente) sia effettuata tramite PLC (*power line carrier*). Si evidenzia, tuttavia, che la rete di comunicazione sulla rete di bassa tensione via *power line carrier* potrebbe risultare nel medio periodo meno affidabile di una rete di telecomunicazione locale basata su tecnologie a radiofrequenza.



6.23 La terza configurazione, infine, prevede che sia il misuratore del gas a contenere il *modem* che riceve i dati dal misuratore dell'energia elettrica e li trasmetta, insieme a quelli del consumo elettrico (ma in maniera separata), agli apparati d'utente ed al concentratore.



6.24 L'Autorità ritiene che le configurazioni di cui ai paragrafi 6.21 e 6.22 possano essere quelle di maggior interesse. Infatti, l'opportunità di utilizzare il GdM elettrico come *master* (e, di conseguenza, quello del gas come *slave*) e non viceversa deriva dalle considerazioni che la diffusione della fornitura di energia elettrica in ambito domestico è sicuramente superiore alla fornitura del gas

naturale ed il GdM gas sarebbe in grado di sostenere un traffico dati multi-servizio solo a fronte di una frequente, dunque anti-economica, sostituzione della batteria di alimentazione.

- 6.25 Stanti queste considerazioni, in una prospettiva di creazione di valore per il cliente finale nel medio termine l'Autorità propone pertanto:
- la rimodulazione degli obblighi di messa in servizio previsti dalle *direttive telegestione gas*;
 - il mantenimento dei requisiti funzionali minimi previsti dalle *direttive telegestione gas* per i GdM di nuova installazione;
 - l'introduzione di costi standard per il riconoscimento dei costi di capitale dei nuovi misuratori installati;
 - la sostituzione dei GdM ai sensi delle disposizioni della legge 99/09, prevedendo che i misuratori vadano sostituiti allo scadere della vita utile prevista dalla RTDG, come proposto dalle associazioni di categoria dei distributori gas, già a decorrere dal 2012;
 - l'avvio di una fase di sperimentazione della telegestione mediante la selezione di progetti pilota, secondo lo schema già adottato per esempio per le *smart grids* elettriche, basato su un meccanismo di selezione e dove, a fronte di un contributo, viene imposto ai soggetti partecipanti l'obbligo di rendere pubblici i risultati della sperimentazione, orientato soprattutto, come meglio si vedrà in seguito, a ottenere elementi di valutazione in relazione alle potenzialità di un utilizzo sinergico delle reti di telecomunicazione in una logica multi-servizio.

La sostituzione dei misuratori a scadenza

- 6.26 In aggiunta al detto stato di incertezza su tecnologie e costi del servizio di telegestione, per le classi di misuratori destinate alla clientela residenziale si pone in particolare il problema dell'ampiezza del parco da sostituire, con le annesse problematiche circa l'eventuale riconoscimento degli *stranded costs*, in caso di obblighi di sostituzione massiva quali quelli previsti dalla deliberazione ARG/gas 155/08. L'analisi, infatti, ha evidenziato come negli ultimi anni sia stata sostituita una quantità molto rilevante di GdM¹³, e pertanto l'obbligo di sostituzione massiva si applicherebbe¹⁴ anche a misuratori che hanno appena iniziato la vita utile.
- 6.27 È stato anche segnalato come gli obblighi di sostituzione massiva potrebbero porsi in contrasto con la previsione di sostituzione graduale dei GdM ai sensi delle disposizioni della legge 99/09.
- 6.28 La proposta in consultazione per le classi di misuratori destinate alla clientela residenziale prevede, pertanto, di rimodulare gli obblighi di sostituzione massiva previsti dalla delibera ARG/gas 155/08 ma, contestualmente, di mantenere i requisiti funzionali minimi previsti dalle *direttive telegestione gas* per i GdM che andranno a sostituire quelli attualmente installati. Questa proposta consente di azzerare gli *stranded cost* derivanti dall'obbligo di sostituzione ad una scadenza

¹³ Negli anni 2008 e 2009 sono stati spesi più di 270 milioni di Euro per la sostituzione di gruppi di misura.

¹⁴ Presumibilmente.

precedente la fine della vita utile, almeno per i contatori tradizionali la cui fine vita utile cadrebbe nel periodo 2012-2017, e di venire incontro alla richiesta delle associazioni di categoria delle imprese di distribuzione di definire un piano graduale di riduzione della vita utile ai sensi della legge 99/09. Naturalmente i nuovi GdM (*smart meters*) che andranno a sostituire quelli tradizionali attualmente installati, e a fine vita utile, concorreranno alla percentuale dell'80% di cui al successivo punto 6.31.

- 6.29 Infine, la soluzione proposta consente di cogliere l'opportunità di realizzare il sistema di telelettura/telegestione in sinergia con il *roll out* di sostituzione dei misuratori per la fornitura del servizio di energia elettrica, in una logica multi-servizio in grado di creare un valore aggiuntivo per il cliente finale.
- 6.30 La sospensione degli obblighi dovrà essere accompagnata dalla definizione di un costo standard per le attività di misura, che consenta alle imprese di valutare opportunità di efficientamento, anche in funzione degli sviluppi tecnologici e delle opportunità multiservizio. Nella Tabella 12 che segue è riportata un'ipotesi di costi *standard* da applicare, determinati con la metodologia illustrata nei precedenti paragrafi 6.11 e 6.12.

Tabella 12 Costi standard da applicare ai gruppi di misura per le classi G4 e G6

(€/GdM)	G4	G6
2012	90-110	140-160
2013	90-110	140-160
2014	80-100	130-150
2015	75-95	115-135
2016	65-85	105-125
2017	60-80	90-110
2018	50-70	80-100

- 6.31 Queste assunzioni, in analogia con quello di cui al paragrafo 6.9, derivano dalla previsione che l'anno a regime sia il 2013 e che siano necessari ulteriori 5 anni per completare l'installazione dell'80% dei misuratori di questa classe. Ciò significa che entro il 2017 è richiesta una percentuale di messa in servizio pari all'80%. Di conseguenza, le penali e le sanzioni saranno applicate a partire dall'anno 2018.

Spunti per la consultazione

- Q10.** *Si concorda con l'ipotesi di rimodulare le scadenze introdotte dalla deliberazione ARG/gas 155/08 per i gruppi di misura G4 e G6 destinati alla clientela residenziale?*
- Q11.** *Si concorda con il mantenimento degli obblighi relativi ai requisiti minimi riguardanti il gruppo di misura all'atto della sostituzione?*
- Q12.** *Si concorda con l'ipotesi di stabilire un piano graduale di adempimento alle disposizioni della legge 99/09 che prevede la sostituzione all'atto della scadenza della vita utile prevista dalla RTDG?*

L'avvio della sperimentazione

- 6.32 In parallelo, l'Autorità prevede di incoraggiare forme di sperimentazione di soluzioni a livello locale, da valutare singolarmente. In particolare, si ritiene opportuno avviare alcuni progetti pilota, similmente a quanto già effettuato in relazione allo sviluppo delle *smart grids* e della mobilità elettrica, nell'ottica di testare le diverse soluzioni di telelettura/telegestione sulle reti di distribuzione del gas naturale, con particolare riferimento alle tipologie di sottorete di comunicazione locale tra GdM e concentratore dati.
- 6.33 Sulla base delle considerazioni sopra espresse in merito alle configurazioni di telelettura/telegestione che sembrano emergere, si ritiene opportuno sperimentare le seguenti tipologie di progetti pilota:
- Tipologia 1: corrisponde allo schema descritto nella prima configurazione che prevede la presenza di un modem che collega i gruppi di misura elettrico e gas; tale modem, a sua volta, è collegato agli apparati d'utente ed al sistema centrale (via concentratori). Tale configurazione dovrà essere testata utilizzando le seguenti tecnologie di comunicazione:
 - a) WMBus 169 MHz ;
 - b) ZigBee 2,4 MHz;
 - Tipologia 2: corrisponde allo schema descritto nella seconda configurazione che prevede che il misuratore gas comunichi con il misuratore elettrico il quale, a sua volta, trasmette i dati agli apparati d'utente ed al sistema centrale (via concentratori). Tale configurazione dovrà essere testata utilizzando le seguenti tecnologie:
 - a) *power line carrier*, per la trasmissione fra misuratore elettrico e concentratore;
 - b) WMBus 169 MHz o ZigBee 2,4 MHz per i collegamenti lato apparati d'utente.
- 6.34 Ad una prima analisi, si ritiene che nella scelta delle sperimentazioni si debbano tenere in particolare considerazione i seguenti aspetti:
- la minimizzazione del costo unitario (€/punto di misura) del sistema di *meter reading* risultante a seguito della sperimentazione;
 - il costo complessivo del progetto pilota;
 - l'utilizzo integrato delle reti di comunicazione (WAN e HAN), in una prospettiva multi-servizio;
 - lo sviluppo della concorrenza nella fornitura;
 - il miglioramento nella fruizione degli apparati esistenti;
 - la nascita di nuovi servizi legati alle potenzialità delle *smart grids*;
 - l'interoperabilità e la standardizzazione delle soluzioni;
 - l'utilizzo di tecnologie e protocolli non proprietari;
 - la replicabilità su larga scala.
- 6.35 Stante la necessità prevalente ed urgente di definire meglio le soluzioni alla base della telelettura/telegestione dei GdM elettronici sulle reti di distribuzione del gas naturale, l'Autorità ritiene opportuno che siano le imprese di distribuzione del gas naturale a presentare le istanze per l'ammissione dei progetti.

- 6.36 L'Autorità si riserva di predeterminare il numero dei progetti di sperimentazione finanziabili e l'ampiezza massima degli stessi (in termini di numerosità di PdR serviti), sulla base di una valutazione delle risorse disponibili a tale finalità.

Spunti per la consultazione

- Q13.** *Si concorda con l'ipotesi di consentire sperimentazioni locali, singolarmente valutate?*
- Q14.** *Si concorda con l'approccio multi-servizio e multi-tecnologia della sperimentazione?*
- Q15.** *Si ritiene che le sperimentazioni possano portare ad una integrazione dei requisiti minimi relativi ai GdM?*
- Q16.** *Si ritiene che possa verificarsi il caso in cui, in esito alle sperimentazioni, i GdM elettronici conformi alle direttive telemisura gas nel frattempo già installati possano risultare obsoleti/non teleleggibili?*
- Q17.** *Sviluppare eventuali proposte aggiuntive.*