

DCO 416/2015/R/EEL

Sistemi di smart metering di seconda generazione per la misura di energia elettrica in bassa tensione

Orientamenti per la determinazione delle specifiche funzionali in attuazione dell'articolo 9, comma 3, del decreto legislativo 102/2014

Osservazioni e commenti Anigas

Milano, 9 ottobre 2015

Premessa

Anigas con il presente documento esprime le proprie osservazioni al DCO 416/2015/R/EEL (di seguito DCO) con il quale l'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico (di seguito Autorità) espone i propri orientamenti in merito alle specifiche funzionali dei contatori intelligenti di seconda generazione (2G) di energia elettrica. Tali orientamenti impattano anche sul settore gas e in particolare sul piano di implementazione e sviluppo dello *smart gas metering system* definito ed avviato dalla delibera ARG/gas 155/08.

OSSERVAZIONI DI CARATTERE GENERALE

Nella Premessa e nel capitolo 1 del DCO - dove viene trattato il quadro normativo e regolatorio - si fa riferimento alle possibili proposte per lo *smart metering gas* che potrebbero derivare dagli esiti delle sperimentazioni in corso dei c.d. piloti multiservizio di cui le delibere 393/2013/R/gas e 334/2014/R/gas.

Per tali sperimentazioni che riguardano solo la soluzione Punto-Multipunto (PMP) è previsto che l'infrastruttura condivisa venga realizzata e gestita da un operatore terzo neutrale rispetto ai diversi servizi liberalizzati coinvolti in una telegestione multiservizio. Condizione che non corrisponde a quanto prospettato nel DCO circa un possibile ruolo di *Hub* per altri servizi che potrebbe svolgere lo *smart meter elettrico 2G*.

Si ritiene scontato che, se in esito a questa consultazione emergessero orientamenti con possibili impatti anche legati all'assetto infrastrutturale dello *smart metering gas*, questi dovrebbero essere presentati in primis agli operatori del settore gas affinché abbiano la possibilità di formulare le proprie osservazioni e proposte.

A tale proposito, innanzitutto, si rileva che i distributori gas - che per lo sviluppo della telelettura hanno optato per la soluzione Punto-Punto (P2P) - non devono in alcun modo essere costretti a mettere in discussione tale scelta, al fine di salvaguardare gli investimenti realizzati in termini sia di infrastruttura tecnologica sia di tipologia di *smart meter* installato.

Si ritiene importante tale premessa alla luce dei possibili impatti relativi allo sviluppo di logiche multiservizio in termini di *governance* del sistema di *smart metering*, nonché in relazione alla condivisione dell'infrastruttura di comunicazione con altri servizi.

Relativamente alle imprese che hanno optato il PMP, che potrebbero essere quindi più coinvolte dagli orientamenti del DCO, si evidenzia che il Decreto legislativo 102/2014 ribadisce che le imprese di distribuzione sono titolari e responsabili delle attività di *metering* e *meter reading*; queste imprese stanno proseguendo il piano di *roll-out* - come disposto da ultimo con la delibera 651/2014/R/gas - e, indipendentemente dalla scelta fatta di "*Make*" or "*Buy*", restano *owner* dei propri processi di *metering* con tutte le responsabilità che ne conseguono.

Pertanto le imprese di distribuzione gas non possono essere obbligate a fare riferimento a un terzo distributore (gli orientamenti del DCO lasciano presupporre quello elettrico) da cui far dipendere le proprie responsabilità circa l'assolvimento degli relativi alla raccolta e alla trasmissione delle letture alle Imprese di vendita utenti della rete. Tra l'altro, in vista delle prossime gare d'ambito, la scelta dell'impresa di distribuzione gas uscente di vincolare la telelettura a un distributore terzo, quale ad esempio quello elettrico, che potrebbe appartenere addirittura allo stesso gruppo societario, potrebbe costituire una limitazione per il distributore gas entrante, se non addirittura una vera e propria barriera al subentro.

Si ricorda inoltre che la ARG/gas 155/08 dava mandato al Comitato Italiano Gas (CIG) di sviluppare le attività di normazione funzionali alla diffusione della telelettura; la normativa prodotta (UNI TS 11291) nel caso di trasmissione PMP prevede una soluzione di comunicazione architeturale monoservizio in cui il concentratore dati può comunicare soltanto con il sistema di acquisizione centrale (di seguito SAC) dell'impresa di distribuzione gas proprietaria degli apparati di misura.

Le imprese di distribuzione gas hanno da tempo effettuato le proprie scelte relative all'infrastruttura di comunicazione e hanno pianificato le soluzioni progettuali e i piani di *roll-out* sulla base dell'attuale contesto normativo e regolatorio finalmente assestato.

Per permettere alle imprese di distribuzione gas di proseguire nel piano di *roll-out* massivo sarebbe opportuno proseguire secondo l'attuale modello monoservizio: la sola previsione di nuovi e non ancora definiti modelli di *metering* e *meter reading* multiservizio vincolanti anche per il settore gas,

se non compatibili dal punto di vista funzionale, tecnico e operativo, avrebbe come logica ed inevitabile conseguenza, come minimo, il ritardo nell'implementazione degli attuali piani di *roll-out*.

Anigas ritiene quindi in prima battuta che i modelli prevedibili, così come stabilito per i piloti multiservizio, debbano mantenere la caratteristica di terzietà e neutralità dell'infrastruttura di comunicazione (da valutare di volta in volta nel caso di imprese titolari della distribuzione elettrica e gas nelle medesime aree).

RISPOSTA AD ALCUNI SPUNTI PER LA CONSULTAZIONE

Anigas di seguito riporta le proprie osservazioni in risposta agli spunti di consultazione che impattano più di altri sul settore gas.

S2. Si condivide l'analisi dei criteri di "future proof design" condotta in questo capitolo? Vi sono ulteriori criteri di progettazione da considerare?

(Rif. paragrafi 2.29 e 2.30)

Nel caso in cui fosse previsto che il distributore elettrico sia proprietario dell'infrastruttura di comunicazione e del contatore 2G dotato anche di modem in radiofrequenza a 169 MHz (come ipotizzato al punto 2.30 del DCO) al fine di comunicare con altri apparati di altri servizi, tale soluzione si configurerebbe come un modello con operatore distributore.

Questa soluzione non è in accordo con quanto previsto dall'articolo 5 della delibera 334/2015/R/gas per cui i piloti *smart metering multiservizio* devono essere caratterizzati dalla proprietà e gestione dell'infrastruttura di comunicazione da parte di un operatore terzo rispetto ai servizi energetici liberalizzati.

Più in generale, assetti di *governance* dell'infrastruttura che prevedano la raccolta dati di altri servizi da parte di un distributore elettrico che poi si faccia carico di consegnarli agli altri esercenti (e quindi anche ai distributori gas), si ritengono critici oltre che per gli aspetti di responsabilità del distributore gas sul processo di *meter reading* già espressi precedentemente, anche per gli aspetti di *security e security dei dati* del cliente finale sotto il profilo di competitività e concorrenza tra mercati energetici.

Sul piano tecnico si segnala inoltre la criticità nel caso in cui l'infrastruttura multiservizio preveda concentratori bi-canale di proprietà del distributore elettrico connessa alla ridondanza di concentratori; infatti nel caso in cui il concentratore fosse posto in cabina di proprietà del distributore elettrico vi sarebbe il rischio di dover posare un numero molto elevato di apparati per via del rapporto di concentrazione ($1 \text{ concentratore} \div N \text{ contatori}$) nettamente più basso rispetto all'attuale rapporto previsto per chi adotta soluzioni monoservizio.

A tale inefficienza va inoltre tenuto in considerazione l'aumento degli investimenti legati allo sviluppo di un nuovo SAC ad opera delle imprese di distribuzione elettriche che sarebbero ulteriori rispetto a quelli già sviluppati dalle imprese di distribuzione gas e che comunque continuerebbero ad essere utilizzati per i processi commerciali (fatturazione, *Settlement* e messa a disposizione dei dati di *metering* agli utenti della rete di distribuzione).

In merito a quanto ipotizzato al punto 2.29 del DCO, con particolare riferimento al possibile utilizzo della tecnologia in radio frequenza a 169 MHz come canale di *backup* per i misuratori elettrici, si ritiene che tale proposta sia attuabile solamente nel caso in cui i misuratori elettrici 2G e i relativi concentratori elettrici rispettino le norme CIG sull'intercambiabilità valida ad oggi per il settore gas.

In caso contrario vi sarebbe il rischio di possibili problemi tecnici nella gestione dell'attuale infrastruttura di comunicazione in radio frequenza con possibili impatti anche per lo *smart metering gas*.

Oltre a ciò, non dovrebbe essere sottovalutato l'impatto in termini di possibili interferenze e riduzioni di efficienza (in termini anche di rapporto di concentrazione) delle applicazioni inerenti lo smart meter gas qualora alcuni dei canali in radiofrequenza 169Mhz ad esso dedicati, venissero aperti ad altre applicazioni diverse dal gas naturale.

Tale elemento diventa ancor più critico se si tiene conto che parte dei canali dedicati per tale frequenza di comunicazione sono già oggi oggetto di sviluppo per applicazioni relative ad asset collaterali allo smart meter gas (es. protezione catodica, gruppi di riduzione) anch'esse facenti parte degli impianti di distribuzione gas.

S9. Osservazioni circa le possibili interazione con l'installazione di smart meter per altri servizi diversi dall'energia elettrica.

In aggiunta a quanto già riportato nelle Osservazioni di Carattere Generale, si segnala che l'implementazione qualsiasi sistema di smart metering di seconda generazione che interagisca con l'installazione di smart meter per altri servizi, specificatamente per il settore gas, dovrà tener conto degli investimenti pregressi effettuati dai distributori gas e dei fattori condizionanti la concorrenza e la competizione nelle gare d'ATEM.

S10. Osservazioni circa le interazioni con i prossimi sviluppi del SII.

Anigas concorda con la proposta formulata e ritiene opportuno sottolineare che, nel caso, il Sistema Informativo Integrato (SII) dovrà gestire unicamente il *data base* dei dati storici dei consumi dei clienti finali. Posizione sempre sostenuta da Anigas nei precedenti documenti per la consultazione.