

Piano di messa in servizio del sistema di smart metering 2G proposto da e-distribuzione S.p.A.

Contributi e osservazioni di TIM - 11 gennaio 2017

Premessa

In osservanza delle prescrizioni contenute nella Deliberazione 646/16/R/eel, e-distribuzione S.p.A. ha pubblicato il proprio Piano per la messa in servizio del sistema di smart metering di seconda generazione (PMS2).

La pubblicazione del PMS2 e la conseguente fase di “discussione pubblica” prevista dall’Autorità per l’energia (AEEGSI), consentono agli stakeholder di esprimere le proprie osservazioni, a parziale completamento del lungo processo consultivo avviato sul tema dalla stessa Autorità e prima di avviare la fase di sostituzione dei vecchi contatori.

Sulla base della propria esperienza in qualità di cliente elettrico di primaria rilevanza¹ e di fornitore di servizi di comunicazione elettronica, sono di seguito descritte le osservazioni ed i contributi di TIM legati principalmente ai tempi di sostituzione, ai benefici e ai costi per gli utenti, alle tecnologie utilizzate e al pieno sviluppo di una proficua competizione nel settore elettrico.

Viste le criticità nel seguito riportate, si ritiene necessario l’avvio di una fase di sperimentazione propedeutica alla sostituzione dei contatori elettrici, al fine di individuare le migliori soluzioni, tecniche ed economiche, per il sistema Paese.

Il contatore di prima generazione

La prima generazione di contatori elettronici per l’energia elettrica (il c.d. *Smart Meter*) è stata installata presso le case e le altre utenze in bassa tensione italiane a partire dal 2001 da Enel.

Il nostro Paese è stato il primo al mondo a dotarsi di misuratori intelligenti che consentissero la telettura dei contatori da remoto, riducendo (ma non eliminando) i conguagli in bolletta e i costi legati all’attività della medesima misura (dal letturista, al sistema centrale di gestione dei dati).

Di fatto, però, i benefici di cui ha potuto godere il consumatore sono stati contenuti e di tipo indiretto, limitati a una maggiore efficienza dell’attività del distributore nel gestire la misura e la propria rete. Al contempo, però, il consumatore ha pagato integralmente, nel corso degli anni mediante le tariffe presenti in bolletta, il costo di acquisto del contatore, dell’installazione, nonché dell’esercizio del più ampio sistema di misura.

Ogni distributore, infatti, è stato remunerato attraverso le tariffe stabilite dall’AEEGSI per tutti gli investimenti, l’installazione e la gestione del primo sistema di misura intelligente. In particolare, l’AEEGSI ha stabilito che il contatore sia ammortizzato (e quindi remunerato al distributore attraverso le tariffe di misura) nell’arco di 15 anni.

¹ TIM ad oggi si caratterizza per consumi elettrici superiori ai 2 TWh annui, al fine di garantire il funzionamento delle proprie reti di comunicazione elettronica in rame, in fibra ottica e radiomobili, presenti sull’intero territorio nazionale, dei propri Data Center e degli uffici utilizzati. La capillarità delle infrastrutture di TIM richiede oggi l’utilizzo di circa 70.000 contatori elettronici, divisi in punti di prelievo sia in bassa, sia in media tensione.

Inoltre, dal dibattito sviluppatosi negli anni è emerso come l'installazione della prima generazione di contatori intelligenti abbia mostrato alcune criticità che dovrebbero essere prese in considerazione per lo sviluppo e la messa in servizio del nuovo sistema di *smart metering*, anche mediante l'intervento dell'AEEGSI e del MISE. Ci si riferisce, nello specifico, all'esigenza di disporre in Italia di una normativa completa ed esaustiva in materia di metrologia legale per l'intero sistema della misura elettrica e alla conseguente necessità che il PMS2 ne tenga pienamente conto, ma anche ad una maggiore trasparenza circa il costo, lo stato di funzionamento e l'entrata in servizio del nuovo contatore e del relativo sistema di misura.

L'obbligo di sostituzione dei vecchi contatori

Gli *smart meter* di prima generazione sono stati installati secondo un programma "massivo" iniziato nel 2001 e conclusosi nel 2006, per poi proseguire fino ad oggi con volumi "aggiuntivi" di minore entità. Conseguentemente, i contatori installati per primi (poche migliaia, nel 2001) hanno ormai raggiunto un'età di 15 anni e, nel corso dei prossimi 5 anni, raggiungeranno tale soglia la maggior parte di "vecchi" *meter* (quelli installati fino al 2006 nel precedente programma d'installazione "massivo").

Nel PMS2 di e-distribuzione si descrive il contesto normativo che dovrebbe condurre alla necessità di sostituire i contatori di prima generazione. In particolare sono citati:

- Il D.Lgs.102/2014, che ha recepito in Italia la Direttiva per l'efficienza energetica 27/2012/CE e che stabilisce, tra il resto, che l'AEEGSI definisca le specifiche del nuovo contatore intelligente in grado di fornire sia ai clienti finali, sia a terze parti da questo designate, informazioni sulla fatturazione precise, basate sul consumo effettivo e sulle fasce temporali di utilizzo dell'energia;
- La deliberazione 87/2016/R/eel dell'AEEGSI con la quale, in attuazione del D.Lgs.102/2014 sono state definite le specifiche funzionali abilitanti i sistemi di misurazione "intelligenti" di seconda generazione, senza che siano definiti obblighi temporali di messa in servizio dei nuovi contatori;
- Il D.M. 24 marzo 2015, n. 60 del Ministero dello sviluppo economico, che ha definito i criteri per la "verificazione periodica" dei contatori di energia elettrica, rendendola obbligatoria ogni 15 anni a cura di un laboratorio terzo o, in alternativa, chiedendone la sostituzione.

L'ultimo decreto citato, si inquadra nell'alveo del recepimento della Direttiva Europea 2004/22/CE "MID", già recepita parzialmente con il D.Lgs. 22/2007, e che è andato quindi a normare i sistemi di misura dell'energia elettrica e al quale devono essere conformi i contatori installati dopo l'entrata in vigore (quindi dal 2007 in poi).

Di conseguenza, la "verificazione periodica" o la sostituzione dei meter ogni 15 anni, prevista dal citato D.M. 24 marzo 2015, n. 60, non si applica per la maggior parte dei contatori di prima generazione di Enel (installati prima dell'entrata in vigore del D.Lgs. 22/2007), come riconosciuto dalla stessa AEEGSI in diverse occasioni².

² Ad es., Documento di consultazione 267/2016/R/eel, punto 1.5: "Riguardo specifici aspetti normativi nazionali, è opportuno segnalare che il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 24 marzo 2015, n. 60 e in particolare la disposizione contenuta nel Capo II, che reca l'obbligo di "verificazione periodica" per "contatori statici bassa tensione (BT- fra 50V e 1000V) di classe di precisione A, B o C" ogni 15 anni, non si applicano ai misuratori di energia elettrica in bassa tensione commercializzati e messi in servizio prima del decreto legislativo 2 febbraio 2007, n. 22".

Ad oggi, quindi, non esiste un obbligo normativo che impone l'immediata sostituzione dei contatori attuali. È conseguentemente auspicabile che, in assenza di un obbligo per la sostituzione imminente dei contatori, si colga l'occasione per fare chiarezza e per normare in modo coerente e completo tutti gli aspetti critici afferenti alla metrologia legale che in questi anni da più parti sono stati sollevati.

La scelta delle tecnologie di comunicazione

Il PMS2 di e-distribuzione prevede che il nuovo contatore sia dotato di un sistema di comunicazione basato sulla tecnologia PLC (*Power Line Communication*, cioè una tecnologia per la trasmissione di dati mediante la rete elettrica), al quale si affiancano diversi altri apparati di comunicazione. In particolare, sono presenti:

- 1) Un modem PLC, in banda A, per la comunicazione da/verso i sistemi centrali del distributore (ai fini di fatturazione, per la gestione della rete elettrica, ecc.);
- 2) Un modem PLC, in banda C, per la comunicazione verso eventuali dispositivi di proprietà del cliente;
- 3) Un modem radio che utilizza la frequenza 169 MHz (RF169), come canale di backup della comunicazione verso i sistemi centrali del distributore (backup del primo modem);
- 4) Un'interfaccia NFC (Near Field Communication, una tecnologia wireless di prossimità e a cortissimo raggio – fino a 10 cm) utilizzabile per fini di tracciatura del prodotto e scopi di logistica;
- 5) Una porta ottica, che consente ai tecnici del distributore alcune operazioni in campo.

Le perplessità circa il ricorso a tali soluzioni tecnologiche sono molteplici. Innanzitutto, un tema di costo: non è, infatti, chiaro come mai siano presenti ben cinque sistemi di comunicazione e per quale motivo l'utente finale dovrebbe sopportare il costo di una tale ridondanza.

In secondo luogo, da un punto di vista tecnologico tali scelte sembrano di retroguardia.

Le tecnologie di comunicazione evolvono molto rapidamente, basti pensare al recente sviluppo delle reti in fibra ottica o all'evoluzione delle soluzioni radiomobili che, nell'arco di pochi anni, hanno consentito la diffusione di smartphone e tablet e la fruizione in mobilità di servizi impensabili fino a pochi anni fa. Oggi sono, infatti, disponibili a livello internazionale soluzioni radiomobili specifiche per la tipologia di applicazioni in questione (la c.d. *Internet of Things*, o Internet delle cose), caratterizzate da costi estremamente contenuti ed in grado di consentire al contatore di comunicare i dati sia ai sistemi centrali del distributore, sia al cliente, praticamente in tempo reale tramite il *cloud* (rendendoli quindi disponibili in modalità sicura e rispettosa della *Privacy*, tramite una App per smartphone o su sito web).

Di contro, la tecnologia PLC utilizzata da Enel anche in passato non ha avuto particolari sviluppi, né a livello internazionale risultano significativi investimenti in Ricerca & Sviluppo su di essa. Con particolare riferimento alla comunicazione dei dati del contatore verso i dispositivi dell'utente, un recente studio dell'Associazione Energy@home³, della quale fanno parte sia TIM, sia la stessa e-distribuzione, mostra gli evidenti limiti di tale tecnologia, in particolare legati a una velocità di trasmissione molto contenuta (dell'ordine di 1 kbit/s) e alle interferenze generate da apparati di uso comune (caricabatteria per cellulari, alimentatori di PC e TV, ecc.) che possono impedire la

³ <http://www.energy-home.it/SitePages/News%20and%20Events/NewsDetail.aspx?FilterField1=ID&FilterValue1=150>

comunicazione del contatore. Peraltro, il cliente, qualora volesse disporre dei dati del contatore, dovrebbe acquistare un dispositivo in grado di utilizzare la PLC in banda C e, realisticamente, un display dedicato o un'interfaccia che ne consenta la fruizione. Infine, con tale tecnologia (PLC in banda C) non è possibile fornire alcuna garanzia circa la quantità di dati e i tempi di trasmissione che sarebbero disponibili all'utente, mentre per la comunicazione dei dati ai sistemi centrali del distributore (PLC in banda A) la stessa AEEGSI ha previsto che i dati di consumo e di potenza siano acquisibili entro 2 giorni dal momento di consumo⁴.

L'utilizzo della RF169, poi, appare eccessivamente oneroso e rischioso. Innanzitutto perché sono utilizzate frequenze radio non licenziate e, quindi, è presente un elevato rischio di interferenze. In secondo luogo, ad oggi non esiste una rete su scala nazionale che utilizza tale tecnologia e, conseguentemente, andrebbe costruita *ex novo*. Peraltro, il distributore elettrico potrebbe costruire tale nuova rete scaricandone i costi sull'utente elettrico mediante le bollette, ma potrebbe utilizzare tale infrastruttura per competere con soggetti privati che investono le proprie risorse per fornire servizi analoghi (si pensi a servizi quali lo *smart metering* del gas, i servizi per le *smart city*, ecc.).

Infine, l'interfaccia NFC e la porta ottica sono utilizzate solo dal distributore a fini logistici o per operazioni in campo, ma i costi sarebbero pagati dagli utenti senza trarne alcun beneficio diretto.

Poiché il nuovo contatore rimarrà presso i clienti del sistema elettrico per i prossimi 15 anni, si ritiene che debba essere dotato delle tecnologie di comunicazione all'avanguardia, affinché sia in grado di abilitare nuovi servizi oggi e negli anni a venire. A titolo di esempio, si pensi alle offerte prepagate già oggi molto diffuse nel mondo della telefonia mobile e fruibili in tempo reale: come potrebbero essere utilizzate in ambito elettrico se fossero necessari dalle 4 alle 24 ore fra il momento in cui si acquista il credito e l'effettiva disponibilità dell'energia?

L'utilizzo dei dati

Nel PMS2 di e-distribuzione è previsto (pag. 39) l'utilizzo di un'immensa mole di dati degli utenti mediante sistemi avanzati quali “*database non relazionali e soluzioni di Big Data Analytics*”, o l'utilizzo di moduli di “*reporting, business intelligence, Meter Data Analytics*”.

Inoltre, nel medesimo documento si cita la possibilità di utilizzare i dati degli utenti a fini di profilazione delle offerte commerciali utilizzabili da parte dei venditori.

Tutto ciò mostra un eccessivo utilizzo, da parte del distributore, dei dati dell'utente che potrebbero violare la Privacy e portare ad una distorsione del mercato retail dell'energia elettrica.

Al contrario, il distributore dovrebbe poter utilizzare solo e unicamente i dati necessari alle proprie finalità di concessionario pubblico, legati quindi alla gestione della rete elettrica di distribuzione e dell'attività di misura e fatturazione. Inoltre, si ritiene necessario che l'utente sia informato in modo appropriato circa l'utilizzo dei propri dati di consumo e fornisca espressamente il proprio consenso come da normativa *Privacy*.

È quindi lo stesso utente, come stabilito dalla normativa, che deve poter disporre dei propri dati (che peraltro sono di proprietà del cliente medesimo) e autorizzare eventuali soggetti di propria fiducia a utilizzarli al fine di predisporre un servizio di maggiore consapevolezza dei consumi e/o offerte di vendita dell'energia dedicate.

⁴ Più precisamente, nel 95% dei casi entro 24 ore dalla mezzanotte del giorno di consumo e nel 97% dei casi entro 96 ore dalla mezzanotte del giorno di consumo.

L'installazione e i costi del nuovo contatore

Da circa un anno a questa i rappresentanti del Gruppo Enel hanno più volte dichiarato l'esistenza di rilevanti sinergie tra la sostituzione dei contatori elettrici e la posa di fibra ottica⁵; proprio in quest'ottica il Gruppo Enel ha costituito la specifica Enel Open Fiber, dedicata alla realizzazione di una rete di comunicazione.

Più di recente, però, in risposta ad una consultazione pubblica dell'AEEGSI, lo stesso Gruppo ha dichiarato l'assenza di qualunque sinergia con la posa di fibra ottica⁶, evidenziando così l'impossibilità di sfruttare il percorso di sviluppo e digitalizzazione del Paese per ridurre i costi di sostituzione dei contatori.

Premesso, quindi, che sarebbe opportuno chiarire in via definitiva se tali sinergie con la posa di fibra ottica esistano o meno, sono stimati in circa 4,5 miliardi di euro i costi complessivi del piano di sostituzione dei meter. Visti i costi ingenti, che saranno pagati dai clienti elettrici mediante le proprie bollette, sarebbe opportuno chiarire alla clientela che non si tratta di un'operazione "totalmente gratuita, nessun compenso sarà dovuto agli operatori"⁷.

Conclusioni e proposte

Il Piano per la messa in servizio del sistema di smart metering di seconda generazione di e-distribuzione presenta molteplici aspetti che meritano una più attenta analisi e la piena condivisione degli stakeholder.

Innanzitutto i costi del nuovo sistema appaiono tutt'altro che trascurabili, in particolare visto che sono socializzati attraverso le tariffe pagate da tutti gli utenti italiani per i prossimi 15 anni. Su tale punto, si ritiene che una maggiore trasparenza e un'analisi costi-benefici svolta da un soggetto terzo possano essere d'aiuto per compiere le scelte più adeguate per tutti gli stakeholder.

In secondo luogo, le tempistiche per la sostituzione, sebbene legittime, non trovano riscontro in un obbligo normativo e, pertanto, sembrano discendere da una decisione di natura aziendale e non da una più ampia esigenza del sistema elettrico e dei consumatori.

⁵ A titolo di esempio si cita l'audizione informale dell'amministratore delegato e direttore generale di Enel presso le Commissioni Lavori Pubblici e Industria riunite del Senato, tenutasi il 16 marzo 2016 nell'ambito dell'affare assegnato 645 (minuto 47:50- https://www.senato.it/4191?video_evento=2464): Domanda: "La delibera dell'Autorità sui contatori incide sul programma?". Risposta dell' AD di ENEL: "Sì, incide sul programma perché tanto maggiore è la sovrapposizione dell'attività di posa dei cavi e di sostituzione dei contatori, ovvero la sinergia fisica nel cablaggio, tanto meno costa cablare. Quindi la sovrapposizione è importante come anche a questo punto la sincronia dei programmi. La autorità con la sua delibera ha fatto partire il programma della la sostituzione dei contatori, abbiamo fatto le gare, adesso emetteremo ordini per circa 1,5 miliardi di contatori digitali che comunque avremmo dovuto sostituire. Il programma di sostituzione partirà probabilmente dall'estate e chiaramente questo dà un calendario ipotetico di ottimizzazione dei cablaggi alla fibra. Quindi la fibra si trova in qualche maniera risucchiata in questo programma perché ha un beneficio dalla sovrapposizione fisica delle attività".

⁶ Risposta di Enel al Documento di consultazione 457/2016/R/eel "Sistemi di smart metering di seconda generazione per la misura di energia elettrica in bassa tensione. Orientamenti finali per il riconoscimento dei costi", disponibile sul sito dell'AEEGSI (<http://www.autorita.energia.it/it/docs/dc/16/457-16.jsp>), pagg. 15 e 16: "L'esecuzione dei lavori di sostituzione dei contatori e la posa della fibra ottica da parte di una unica squadra e le relative sinergie menzionate dall'AEEGSI nel DCO quindi non sussistono, essendo le due attività svolte da imprese diverse, tra di loro non coordinate".

⁷ PMS2 di e-distribuzione, par. 7.3, pag 61.

In terzo luogo, la principale tecnologia di comunicazione che e-distribuzione intende utilizzare (PLC) è di fatto obsoleta e non garantisce performance tali da abilitare efficacemente nuovi servizi. L'utilizzo delle altre tecnologie di comunicazione individuate (RF169, NFC, porta ottica) appaiono strumentali ad esigenze proprie del distributore, sebbene i relativi costi saranno socializzati mediante le tariffe.

Inoltre, con il nuovo sistema di misura il distributore sembra assumere un ruolo ancor più centrale nel mercato elettrico (mentre, al contrario, dovrebbe fungere da abilitatore terzo del mercato), disponendo di una mole eccessiva dei dati di consumo di ciascun utente.

Infine, con la sostituzione dei contatori non sono chiari i benefici che saranno ottenuti dai clienti del sistema elettrico rispetto alla situazione esistente. Al contrario, il nuovo smart meter dovrebbe servire non solo per fare la fatturazione ma, se dotato delle giuste tecnologie, potrebbe abilitare nuovi servizi per i clienti, alcuni dei quali focalizzati alla riduzione della spesa e dei consumi energetici (come l'*energy aggregator* e la *Demand Response*).

Per tali motivi, si ritiene opportuno che le tempistiche previste nel PMS2 di e-distribuzione siano ripensate, affinché possano essere individuate soluzioni maggiormente condivise con gli stakeholder e in grado di soddisfare al meglio le esigenze dell'intero sistema elettrico. Si ritiene altresì necessario procedere quanto prima con un'analisi costi-benefici indipendente, che verifichi l'utilizzo delle diverse tecnologie disponibili e selezioni quelle migliori. Infine, è opportuno procedere a concrete sperimentazioni al fine di verificare sul campo le differenti soluzioni individuate e approfondire le tematiche che appaiono maggiormente critiche e/o meritevoli di attenzione (ad es. il tema della *Privacy*).



E-DIS-12/01/2017-0019398



INRETE DISTRIBUZIONE ENERGIA S.p.A.

Socio Unico Hera S.p.A.

Sede operativa: Via Cristina Campo 15 40127 Bologna

tel. 051.2814239 fax 051.2814289

pec: inrete_distribuzione@legalmail.it

www.inretedistribuzione.it

Spett.le

E-Distribuzione S.p.A.

via Ombrone 2

00198 Roma

pec: openmeter@pec.e-distribuzione.it

Direzione Gas ed Energia Elettrica

Bologna, 11 gennaio 2017

prot. gen. n. 882/17

Oggetto: Open Meter .Osservazioni al piano di messa in servizio del sistema di *smart metering* 2G (PMS2) proposta da e-distribuzione S.p.A.

Ai sensi del comma 5.6 dell'Allegato A alla deliberazione 646/2016/R/eel la scrivente Società riporta di seguito i propri quesiti ed osservazioni sui contenuti del PMS2 pubblicato da e-distribuzione.

- a) In relazione a quanto previsto al punto 3.3 del "Piano di messa in servizio del sistema *smart metering* 2G (PMS2)", INRETE DISTRIBUZIONE ENERGIA condivide appieno le considerazioni espresse da e-distribuzione sulle problematiche legate all'aumentare dell'età del parco contatori installato, con specifico riferimento all'incremento del tasso di guasto dei misuratori, dei concentratori e degli apparati di telecomunicazione. Parte del territorio in cui la scrivente società gestisce la distribuzione di energia elettrica (alcuni comuni in provincia di Modena acquisiti da enel distribuzione nel 2006) è caratterizzata da un parco contatori caratterizzato da una vetustà media degli apparati del tutto analoga a quella che ha suggerito la sostituzione in parola. Per tale motivo, proprio per non incorrere nelle sopracitate problematiche legate alla vetustà degli apparati, si chiede a e-distribuzione entro quale data renderà disponibili a INRETE DISTRIBUZIONE ENERGIA i nuovi apparati di misura, i concentratori dati e le informazioni utili per consentire lo sviluppo software della piattaforma gestionale, corredati da informazioni sui relativi costi. La disponibilità di tali informazioni è indispensabile per valutare l'opportunità di presentare all'Autorità analogo richiesta di ammissione al riconoscimento degli investimenti in regime specifico (RARI) ai sensi dell'articolo 5 della delibera 646/2016/R/eel.

b) Nel documento *"Piano di Dettaglio per la Fase Massiva (PDFM) per il primo semestre di installazione"* a pagina 1 si evidenzia che è prevista la posa di Open Meter nella città di Bologna già a partire da gennaio 2017. INRETE DISTRIBUZIONE ENERGIA segnala che nei quartieri indicati è già in esercizio la rete RF 169 MHz finalizzata al trasporto dati degli smart meter gas. Si segnala in proposito il rischio che la rete RF di INRETE DISTRIBUZIONE ENERGIA e la rete RF di backup di e-distribuzione descritta nelle pagine 31 e 36 del documento *"Piano di messa in servizio del sistema smart metering 2G (PMS2)"* possano interferire reciprocamente, comportando il rischio di inottemperanza a obblighi di servizio in termini di restituzione teleletture gas in capo a INRETE DISTRIBUZIONE ENERGIA. Al fine di evitare tali inconvenienti si ritiene che l'attuazione del programma di sostituzione dei meter da parte di e-distribuzione possa avvenire come da piano indicato, ma che l'attivazione delle comunicazioni del canale RF di back-up dei meter di e-distribuzione avvenga alla conclusione del GL UNI-CEI smart meter o, nelle more della conclusione dei lavori di detto gruppo, sia subordinata a specifici accordi tra le parti. Lo stesso dicasi per quanto riguarda la eventuale attivazione di detto canale in caso di sostituzione degli apparati di misura in modalità "gestione utenza" in tutti i territori ove INRETE DISTRIBUZIONE ENERGIA è gestore del servizio di distribuzione del gas.

Cordiali saluti.

Stefano Pelliconi
Direttore



Spettabile
E-DISTRIBUZIONE S.P.A.
Via OMBRONE, 2
00198 Roma

*Per Posta certificata all'indirizzo: consultazioneopenmeter@pec.e-distribuzione.it
Per email all'indirizzo: consultazioneopenmeter@e-distribuzione.com*

Prot.n.: 003/17/FM/zs
Roma, lì 11/01/2017

Oggetto: Osservazioni e quesiti della società AEM Acotel Engineering and Manufacturing S.p.A. alla richiesta di ammissione al riconoscimento degli investimenti in regime specifico presentata da e-distribuzione S.p.A. come previsto dalla deliberazione AEEGSI 646/2016/R/eel.

Spettabile e-distribuzione,

in riferimento ai documenti di richiesta di ammissione al riconoscimento degli investimenti in regime specifico (RARI) per l'installazione dei contatori di seconda generazione (di seguito anche "smart meter 2G" o "misuratori 2G") presentati all'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (di seguito anche "Autorità" o "AEEGSI") ai sensi della deliberazione 646/2016/R/eel, ed in particolare al **Piano di Messa in Servizio del sistema di smart metering 2G (PMS2)** (di seguito "Documento PMS2"), con la presente nota AEM Acotel Engineering and Manufacturing S.p.A. (di seguito "Acotel") intende rappresentare alcuni quesiti ed osservazioni rispetto alle tematiche ivi evidenziate.

Le osservazioni riguarderanno solo marginalmente le scelte di investimento degli operatori regolati o le motivazioni alla base dell'investimento, focalizzandosi principalmente:

1. Sulla conformità dei nuovi contatori 2G con quanto richiesto dall'Autorità di settore e le tempistiche di un eventuale adeguamento;
2. su alcune problematiche concorrenziali che i suddetti meccanismi incentivanti potrebbero generare nei confronti del collegato mercato dello smart-metering.

Considerazioni e quesiti in merito al punto 1

Si consideri che:

- a) con la deliberazione 8 marzo 2016, 87/2016/R/EEL (di seguito: "deliberazione 87/2016")¹, l'Autorità ha definito i requisiti funzionali e le specifiche abilitanti dei misuratori 2G, indicandone le performance attese e le tempistiche di messa a regime;
- b) tra i suddetti requisiti assume rilevanza fondamentale la creazione di un canale di comunicazione monodirezionale di dati e informazioni dal contatore al cliente finale o a terze parti da lui autorizzate, senza la transizione del distributore e, quindi, resi disponibili senza essere validati (c.d. "chain 2");

¹ Deliberazione dell'AEEGSI, 8 marzo 2016, 87/2016/R/EEL, recante "Specifiche funzionali abilitanti i misuratori intelligenti in bassa tensione e performance dei relativi sistemi di smart metering di seconda generazione (2G) nel settore elettrico, ai sensi del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102".

- c) in particolare la deliberazione 87/2016² prevede che la *chain 2* sia costituita da almeno un canale per trasmissione dati dal misuratore a un dispositivo utente mediante protocollo di comunicazione standard, e, nel caso di utilizzo di tecnologia “Power Line Carrier” (PLC), dispone che venga utilizzato unicamente un canale dedicato, la c.d. “banda C”;
- d) l’AEEGSI ha ritenuto opportuno affidare al CEI - Comitato elettrotecnico italiano - la definizione del suddetto protocollo standard di comunicazione, indicando come prioritario il livello fisico che utilizza la PLC in “banda C”, come proposto dall’Autorità stessa a partire dal documento per la consultazione 232/2014/R/eel;
- e) il CEI, attualmente, non ha ancora rilasciato il protocollo della “banda C”;
- f) il punto 6 della deliberazione 87/2016 prevedeva che l’Autorità avrebbe dovuto definire, entro il 2016 e previa consultazione, meccanismi incentivanti di riconoscimento dei costi connessi alla sostituzione dei misuratori e degli apparati di prima generazione (1G) con nuovi sistemi di smart metering conformi agli Allegati A e B della medesima deliberazione. Per mezzo della deliberazione 646/2016/R/eel, l’Autorità ha approvato i criteri per il riconoscimento tariffario dei costi per i sistemi di smart metering di seconda generazione (2G) che rispettino i requisiti funzionali e i livelli di performance definiti dalla deliberazione 87/2016;
- g) lo scorso 2 Dicembre e-distribuzione ha presentato all’Autorità il piano di messa in servizio dei nuovi smart meter 2G attraverso le procedure descritte dalla deliberazione 646/2016/R/eel che prevedono, tra i diversi passaggi, una fase di consultazione pubblica nella quale i soggetti interessati pongano le proprie osservazioni.

Alla luce di queste premesse, di seguito le seguenti considerazioni ed i correlati quesiti:

1. il Documento PMS2 presentato da e-distribuzione si riferisce ai contatori 2G previsti dalla deliberazione 87/2016. In considerazione del fatto che non è stato ancora rilasciato dal CEI il protocollo per la PLC in “banda C”, in che modo questi contatori rispettano i requisiti dell’ Allegato A, punto 6, della richiamata delibera?
2. In particolare, nel Documento PMS2, a pag. 41, si riporta: “.. *Si evidenzia a questo proposito che il contatore 2G realizzato da e-distribuzione dispone già di una porta ottica che ha le caratteristiche trasmissive, di sicurezza logica e sicurezza fisica per poter essere dedicata alla comunicazione come back-up alla PLC Banda C oggi scelta per la realizzazione della chain 2.*”.
 - a) Il testo, di fatto, assicura che i nuovi contatori realizzeranno la *chain 2* attraverso la PLC in “banda C”. Considerando che questa non è attualmente disponibile, la porta ottica sopra descritta presenta l’utilizzo del protocollo di comunicazione standard richiesto dalla deliberazione 87/2016 per realizzare, in alternativa, la *chain 2*?
 - b) Se così non fosse, considerate corretto ritenere che, in attesa di pubblicazione del protocollo da parte del CEI e relativo vostro upgrade dei contatori 2G, i c.d. smart meter 2G non sono conformi ai requisiti richiesti dall’Autorità?
 - c) Quali sono le argomentazioni a sostegno di un’eventuale risposta negativa al quesito precedente?
3. In caso di risposta affermativa al quesito n. 2b, assunto che le funzionalità di messa a disposizione dei dati al cliente finale non possono essere realizzate per quanto sopra descritto, quali sono le argomentazioni che giustificerebbero una richiesta di accesso ai meccanismi incentivanti anche se il contatore 2G non è conforme alle specifiche previste dalla deliberazione 87/2016?

² Deliberazione dell’AEEGSI, 8 marzo 2016, 87/2016/R/EEL, Allegato A, punto 6. TRASMISSIONE A DISPOSITIVI DELLE MISURE E DEI REGISTRI.

4. In caso di risposta affermativa al quesito n. 2b, procederete ugualmente con l'installazione degli smart meter 2G o potreste valutare l'ipotesi di attendere il rilascio del protocollo in "banda C"?
5. In caso di installazione dei misuratori 2G prima del rilascio da parte del CEI e nel caso in cui i contatori fossero aggiornabili da remoto, entro quanto tempo dalla data di rilascio del protocollo in "banda C" e-distribuzione garantirà l'aggiornamento dei propri sistemi?
6. Nel caso in cui venisse approvato dall'Autorità il piano previsto dal Documento PMS2, l'aggiornamento via remoto di cui al quesito precedente comporterà una richiesta di recupero costi aggiuntiva a quella prevista dal Documento PMS2 stesso?
7. In caso di risposta affermativa al quesito n. 6, con quali argomentazioni e-distribuzione potrebbe giustificare la richiesta di un ulteriore incentivo in aggiunta ai meccanismi di incentivazione previsti per aver installato un misuratore 2G non conforme alla deliberazione 87/2016?

Considerazioni e quesiti in merito al punto 2

Si consideri che:

- a) L'Autorità ha richiesto per la *chain 2* negli smart meter 2G l'utilizzo di un protocollo di comunicazione standard aperto per permettere alle società attive nel mercato dello smart-metering di poter presentare una serie di soluzioni (dispositivi "in-home device" - IHD) in libera concorrenza, diversamente da quanto è attualmente possibile con i contatori 1G in un contesto tecnologico in cui l'unico canale disponibile per l'utilizzo di dispositivi IHD è rappresentato dalla PLC in "banda A", canale di e-distribuzione utilizzato per la telegestione e, dunque, non divulgabile.
- b) A solo scopo riepilogativo ricordiamo che:
 - o i problemi concorrenziali presenti all'interno di questo mercato hanno indotto Acotel, società attiva nel settore dei servizi di monitoraggio avanzato dei consumi elettrici, a segnalare il caso all'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato - AGCM.
 - o La relativa istruttoria³ si è poi conclusa con la presentazione di una serie di impegni da parte di e-distribuzione, tra i quali quello di mettere a disposizione delle società attive nel mercato dello smart-metering il c.d. "modulo OEM" (o "MOME", indispensabile per la comunicazione in banda A) integrabile nei vari dispositivi IHD che ogni terza parte avrebbe potuto sviluppare a proprio piacimento.

Alla luce di queste premesse, di seguito le seguenti considerazioni ed i correlati quesiti in tema di concorrenza:

1. Ritenete corretto sostenere che nelle more della pubblicazione del protocollo in "banda C", il mercato dello smart-metering attraverso i dispositivi IHD permanga, anche con i contatori 2G, in uno stato di assoluta dipendenza (tecnologica, logistica, organizzativa, economica) verso e-distribuzione, poiché unicamente subordinato alle capacità di approvvigionamento che quest'ultima riuscirà a garantire?

³ AGCM, Procedimento A486 - Contatori intelligenti: istruttoria Antitrust al fine di verificare l'eventuale abuso di posizione dominante nella rilevazione avanzata dei dati di consumo elettrico (c.d. *smart-metering*) e della loro messa a disposizione ai clienti finali. A tal riguardo si ricordano gli Impegni presentati da Enel S.p.A. (*Enel*) ed Enel Distribuzione S.p.A. (*ED*) nell'ambito del collegato Procedimento A486-B.

2. Qualora il protocollo in “banda C” venisse rilasciato a breve dal CEI, procederete ugualmente con l’installazione degli smart meter 2G anche nel caso in cui le società terze parti attive nel mercato dello smart metering non avessero presentato alcuna soluzione che utilizzi tale banda, o non avessero avuto il tempo di approcciare, nondimeno, un programma di ricerca e sviluppo in tal senso?
3. In caso di risposta affermativa al quesito n. 2, sarebbe possibile avere adeguate garanzie sul fatto che i tempi e le modalità di fornitura dei moduli OEM da parte di e-distribuzione verso la consociata Enel Energia S.p.A., anch’essa attiva nel mercato dello smart-metering e soggetta a direzione e coordinamento di Enel S.p.A. al pari di e-distribuzione, sarebbero i medesimi riservati per le società terze?
4. Ciò premesso, nel caso in cui non possano essere fornite le garanzie di cui al quesito n. 3, i menzionati profili concorrenziali potrebbero essere parzialmente tutelati attraverso una rideterminazione degli incentivi richiesti da e-distribuzione, con riduzione degli stessi fino al momento in cui le terze parti non abbiano avuto il tempo necessario per sviluppare proprie soluzioni.
Solo in quel momento, di fatto, sarebbe ripristinato uno stato di piena concorrenza in un mercato nel quale sarebbe possibile utilizzare la *chain 2*, quella *chain 2* sulla quale, in parte, i distributori richiedono fin da subito la tariffa incentivante.
5. Le perplessità emerse riguardano esclusivamente il fatto che il piano di messa in servizio dei misuratori 2G, nel contesto sopra descritto, lascerebbe immutato uno scenario concorrenziale in cui le terze parti dipendono esclusivamente da e-distribuzione attraverso un processo di fornitura del MOME che non può dirsi, peraltro, del tutto “favorevole” alle società richiedenti (fino a 48 giorni lavorativi per l’invio di un modulo MOME).
In questo contesto e-distribuzione (facente parte dello stesso gruppo societario di Enel Energia) richiederebbe fin da subito degli incentivi pubblici per installare contatori ancora non conformi a quanto richiesto dall’AEEGSI, non conoscendo le tempistiche in cui sarà possibile utilizzare la *chain 2* e mantenendo, di fatto, uno *status quo* in cui le terze parti attrici nel mercato dello smart-metering dipenderanno dalla fornitura di moduli MOME (in Banda A) per tutto il periodo necessario a sviluppare proprie soluzioni (ben oltre, dunque, la data di rilascio del protocollo in “banda C”).
6. Tutto ciò premesso, nel caso in cui dovesse essere approvato il piano descritto dal Documento PMS2, Acotel auspica che e-distribuzione mantenga la posizione di collaborazione evidenziata negli impegni AGCM, garantendo:
 - a) una piena parità di trattamento nelle tempistiche e nelle modalità di fornitura dei moduli MOME con tutti i soggetti richiedenti, Enel Energia compresa;
 - b) che, a seguito di rilascio del protocollo in “banda C”, venga concordato con i soggetti interessati allo sviluppo di dispositivi IHD quali saranno le tempistiche di aggiornamento dei contatori 2G, in modo da poter dare la possibilità ai vari attori del mercato dello smart metering di poter pianificare mirate attività di sviluppo delle proprie soluzioni.

Cordiali saluti,


AEM Acotel Engineering and Manufacturing S.p.A.



ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER

Spett.le e-distribuzione S.p.A.

Via Ombrone 2

00198 Roma

e p.c. Spett.le Autorità per l'energia elettrica,

il gas e il sistema idrico

Direzione Mercati

Piazza Cavour 5

20121 Milano

Milano, 11 gennaio 2017

Osservazioni al piano di messa in servizio del sistema di smart metering 2G, PMS2

Osservazioni generali

Esprimiamo innanzitutto tutte le nostre **perplexità in merito alla necessità di dover sostituire in tempi tanto brevi l'intero parco degli smart meter 1G con i nuovi misuratori 2G**. Riteniamo infatti che all'interno del PMS non vengano documentate in maniera sufficientemente chiara, completa ed esaustiva le motivazioni alla base dell'avvio per il 2017 del processo di messa in servizio dei nuovi misuratori 2G.

Guardando al più ampio quadro generale dei mercati energetici, riteniamo infatti che, invece di prevedere la sostituzione dei misuratori elettrici 1G (gli ultimi esemplari dei quali verranno tra l'altro installati solo questo anno...), **si dovrebbe semmai dare priorità assoluta alla sostituzione dei misuratori gas, che risultano spesso assai antiquati e comunque inadatti alle (queste sì...) pressanti esigenze di telelettura finalizzate alla messa a disposizione di misure tempestive e validate.**

Siamo infatti dell'opinione che a supporto dei misuratori 1G si potrebbero semmai impiegare i moduli MOME (OEM, Original Equipment Manufacturer) e/o i dispositivi Smart Info al fine di sopperire nel breve termine alle piccole lacune dei misuratori 1G rispetto alle aspettative delle direttive europee in materia, migliorandone comunque la funzionalità al fine di soddisfare le esigenze informative dei fornitori di energia elettrica, senza dover quindi per forza sostituire l'intero parco.

In aggiunta a ciò, **teniamo a sottolineare come non sia mai stata definita una data di decorrenza dell'obbligo di messa in servizio degli smart meter 2G da nessuna normativa, né a livello europeo, né italiano.**



ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER

Riteniamo in tal senso anche **essenziale chiarire se il “sistema di tele-gestione”, composto dal misuratore e dalla piattaforma di gestione da remoto dello stesso, sia metrologicamente legale e omologato.**

Il “sistema di tele-gestione” infatti non è stato ancora definito, e quindi legalizzato, dal MISE, cui unicamente compete la metrologia legale. Sottolineiamo inoltre in tal senso anche come **il dato di consumo prodotto dal misuratore non dovrebbe in alcun modo poter essere modificato da remoto.** In particolare questa esigenza va sottolineata anche alla luce di diversi casi di sequestro dei contatori non omologati verificatisi di recente per iniziativa degli uffici territoriali di metrologia legale e delle conseguenti sanzioni a carico dei fornitori.

Anche se il misuratore 2G sarà infine di tipo omologato (MID), **riteniamo pertanto essenziale identificare, definire e codificare le operazioni effettuabili da remoto da parte del distributore, tenendo presente che la MID non permette modifiche al dato di consumo prodotto dal misuratore, unico dato fide-facente la transazione, tra gli associati e i propri clienti.**

Riteniamo inoltre importante avere un chiarimento sul peso economico dell’installazione dei misuratori 2G nella bolletta elettrica e, in particolare, un’analisi economica sui possibili ribassi degli oneri nella bolletta elettrica ipotizzando che (stando per concludersi il periodo di ammortamento del misuratori 1G) gli smart meter 2G non vengano per ora installati. Come più volte segnalato le componenti in bolletta non relative all’energia sono già molto elevate e potrebbe quindi essere opportuno cogliere semmai l’occasione di ridurre il peso degli oneri di trasporto, qualora appunto questo fosse possibile grazie al compiuto ammortamento dei misuratori 1G.

Infine, entrando più nel merito del sistema di smart metering 2G, e pur apprezzando lo sforzo di mettere a disposizione una notevole mole di dati validati attraverso la *chain 1*, si evidenzia che la mole di dati appare persino superiore alle necessità per la maggior parte dei POD, mentre la latenza di 24 ore appare eccessiva per l’erogazione dei servizi più avanzati (ad esempio gestione di offerte prepagate e *demand response*)”.

Per quanto concerne la Banda C

Riteniamo necessario approfondire alcuni **punti di criticità individuati nel PMS, legati principalmente al canale *chain 2* e, in particolare, alla modalità di comunicazione *Power Line Carrier* dedicata al cliente finale (PLC-C).**

Anzitutto è opportuno ricordare che la tecnologia PLC-C comporta in generale il rischio di attenuazione del segnale nell’attraversamento di quadri elettrici e diramazioni elettriche, nonché



ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER

di interferenze generate da banali apparecchiature elettriche domestiche. Per come configurata, comporta inoltre velocità di trasmissione dei dati assai limitate (1-2 kbit/s condivisi tra tutti i dispositivi connessi) e valori di latenza molto variabili.

Come ulteriore osservazione, riteniamo importante sottolineare che il canale di comunicazione tra misuratore e cliente/parti terze rappresenta l'elemento di fondamentale importanza al fine di sviluppare offerte innovative e servizi post-contatore di potenziale interesse per i clienti finali, in particolar modo sfruttando la messa a disposizione dei dati di misurazione in tempo reale.

Riteniamo pertanto che **le specifiche di prestazione e i livelli di servizio per la comunicazione tramite *chain 2* dovrebbero essere definite con gli stessi dettagli con cui sono state previste per il canale *chain 1* e, di conseguenza, incluse nel Piano.** In assenza di tali specifiche non sono infatti presenti gli elementi analitico-statistici necessari per valutare se la *chain 2* risponda o meno alle esigenze delle imprese di vendita per fornire un servizio innovativo e quali possano essere quindi gli effettivi vantaggi per i clienti finali. Ai fini della verifica delle corrette prestazioni dei misuratori 2G nella *chain 2*, proporremo quindi che tali livelli di servizio per la comunicazione vengano elaborati anche con il supporto dell'Autorità.

Evidenziamo inoltre l'assenza di specifiche funzionali e prestazionali del canale *chain 2*. A tal proposito suggeriamo che la percentuale di successo per ogni utente debba essere almeno pari al 90% (ad esempio, ogni utente dovrà essere avvertito tempestivamente dell'imminente intervento del limitatore almeno nel 90% dei casi) e che la percentuale di utenti raggiungibili da diversi servizi (cioè per i quali la percentuale di successo è non inferiore al 90%) dovrà essere almeno del 95%.

Non concordiamo inoltre con quanto evidenziato nel Documento relativamente alla presenza nel misuratore di una porta ottica, la quale non sarebbe in grado alimentare direttamente eventuali dispositivi esterni, come invece potrebbero fare una presa fisica USB o Ethernet (ciò comporterebbe tra l'altro anche il vantaggio di poter collegare in modo semplice una varietà di device, bypassando la complicazione delle batterie e della relativa durata limitata nel tempo).

In aggiunta a ciò, temiamo che con l'introduzione dei nuovi smart meter 2G si possa incorrere in forti rischi di atteggiamenti non concorrenziali, in quanto il distributore (e potenzialmente anche le imprese di vendita ad esso collegate) si ritroverebbe in una posizione di forte vantaggio per servirsi del canale *chain 2*, disponendo già della tecnologia e del *know-how* per progettare e mettere a disposizione servizi o dispositivi che ne sfruttino tutte le potenzialità in maniera più efficiente e decisamente più veloce.

Al fine di garantire quindi a tutti i fornitori di energia elettrica il tempo necessario per potersi adeguare correttamente ai nuovi misuratori e sviluppare eventuali dispositivi esterni da impiegare sfruttando il canale *chain 2*, **riterranno necessario almeno l'imporre al distributore ed al**



ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER

venditore ad esso collegato un divieto di offrire al cliente finale servizi e/o dispositivi se non dopo un congruo periodo di tempo.

In conclusione, ed auspicando una rapida evoluzione della versione 2.1 nel senso delle specifiche da noi evidenziate, **riterranno comunque imprescindibile che, prima di procedere all'installazione dei nuovi misuratori 2G, l'Autorità preveda un congruo periodo di sperimentazione statisticamente rilevante e significativa con tempi, ampiezza, protocolli e criteri condivisi con i venditori e i consumatori.**

Inoltre la sperimentazione dovrebbe consentire di verificare e dimostrare se la configurazione tecnica proposta per i misuratori 2G e la scelta della tecnologia di comunicazione PLC in banda C sul canale *chain 2* siano effettivamente in grado di garantire i livelli di performance attesi nei confronti dei clienti finali per tutta la durata pluriennale in cui gli stessi misuratori dovranno essere operativi. **Oppure al contrario se non convenga semmai attendere alcuni mesi, riconfigurando i misuratori e valutando la prossima maturità e affidabilità di tecnologie di comunicazione potenzialmente più promettenti, come ad esempio la NBloT (Narrow Band Internet of Things).**

La sperimentazione consentirebbe infine a tutti gli operatori di conoscere le potenzialità del canale *chain 2*, avendo così a disposizione un uguale lasso temporale per tutti per concepire e sviluppare servizi e dispositivi a valore aggiunto che usufruiscano di tale canale e permettendo, al contempo, un posizionamento concorrenziale "alla pari" nello sfruttare il nuovo canale.

Restando comunque a piena disposizione per qualsiasi ulteriore chiarimento ed opportunità di confronto in tema, rinnoviamo tutti i nostri più cordiali saluti.

Paolo Ghislandi



ASSO-CONSUM
Autorizzazione Ministeriale
N° 0080234/10



E-DIS-10/01/2017-0013646







Ingegneria Forense

Prof. Ing. Maurizio Recca

Laurea in GIURISPRUDENZA

Laurea in INGEGNERIA

 ingegnere@pec.maurizio.recca.name  maurizio.recca@istruzione.it  (+39) 338.74.60.161

 **Italia:** via C. Colombo n° 250 - 97019 - Vittoria (Rg) -



Spett.^{le} **e-Distribuzione**

PEC: consultazioneopenmeter@pec.e-distribuzione.it

e-mail: consultazioneopenmeter@e-distribuzione.com

p.c.: **Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il sistema idrico**

(organismo indipendente, istituito dalla L. 14 novembre 1995,
n. 481 con il compito di tutelare gli interessi dei consumatori)

PEC: vigilanza.aeegsi@pec.energia.it

Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato

Piazza G. Verdi, 6/a

00198 Roma

PEC: protocollo.agcm@pec.agcm.it

Ragusa, lì 5.01.2017

-----○-----
QUESITO ED OSSERVAZIONE

(Delibera Authority del 10 novembre 2016 - 646/2016/R/eel - Allegato A - TITOLO 1 - Articolo 5)

al Piano di Messa in Servizio del sistema di smart metering 2G pubblicato sul sito di **e-distribuzione**

-----○-----
Con riferimento alle osservazioni da inviare entro *mercoledì 11 gennaio 2017* si comunica quanto segue.

ASSO-CONSUM

Associazione per la difesa dei consumatori degli utenti e dei cittadini

Sede nazionale, Via Tevere, 44 - 00187 Roma

tel. 06 97 61 19 16 - fax 06 97 61 20 46 - assoconsum@gmail.com assoconsum@pec.it www-assoconsum.it

C.F. e P.I. 07950490636



ASSO-CONSUM
Autorizzazione Ministeriale
N° 0080234/10

Nel “Piano di messa in servizio del sistema di smart metering 2G (PMS2)”, emergono apparenti benefici lato cliente.

In particolare, pag. 42 - 5 ANALISI DEI BENEFICI ATTESI DALLA MESSA IN SERVIZIO DEL SISTEMA DI SMART METERING 2G 5.1 IMPATTI SU CLIENTI, risulta:

*“Un altro miglioramento fondamentale si avrà, come detto, dal punto di vista dell’informazione disponibile per il cliente. Questo sia direttamente tramite il misuratore, con la **visualizzazione su display** di comunicazioni sulle condizioni di prelievo e la possibilità di consultare i registri dei valori e delle curve quortorarie della potenza e dell’energia, sia – grazie alla presenza di un ulteriore canale di comunicazione telematica (la “chain 2”) dei dati rilevati dal misuratore – **mediante le apparecchiature IHD**, le applicazioni o i **siti web a queste collegati**, che qualora utilizzate consentiranno al cliente, direttamente o tramite una terza parte dallo stesso autorizzata, di sviluppare un’approfondita consapevolezza sui consumi istantanei delle varie OPEN METER - Piano di messa in servizio del sistema di smart metering 2G (PMS2) 43 apparecchiature in funzione nel suo “perimetro”, ottimizzando i consumi, con conseguenti risparmi in bolletta”.*

Appare chiaro che per l’individuazione di sprechi, esuberi o truffe energetiche (casistica di utenze collegate abusivamente nella Pubblica Amministrazione), il cliente/utente HA SOLO 2 concrete opportunità:

- a) utilizzo di personale per verificare e controllare **SUL DISPLAY consumi anomali** facilmente riscontrabili dalla lettura della potenza/energia istantanea quortoraria;
- b) utilizzo, tramite **costose** apparecchiature IHD, di applicazioni o siti web per avere un’approfondita consapevolezza sui consumi istantanei.

Dette soluzioni si ritengono impraticabili per i seguenti motivi:

- caso a): utilizzo di personale della P.A. adibito **ESCLUSIVAMENTE** al monitoraggio real-time dell’Energia/Potenza del contatore per la lettura sul DISPLAY tramite il preposto pulsante (si pensi al caso di utenze intestate alle Pubbliche Amministrazioni);
- caso b): spreco di risorse economiche a carico dell’utente o P.A. per l’acquisto di costosissimi dispositivi IHD o di applicazioni o siti web per **OGNI CONTATORE** (si immagini una città metropolitana con migliaia di contatori);

ASSO-CONSUM

Associazione per la difesa dei consumatori degli utenti e dei cittadini

Sede nazionale, Via Tevere, 44 - 00187 Roma

tel. 06 97 61 19 16 - fax 06 97 61 20 46 - assoconsum@gmail.com assoconsum@pec.it www-asso-consum.it

C.F. e P.I. 07950490636



ASSO-CONSUM
Autorizzazione Ministeriale
N° 0080234/10

Si precisa che le apparecchiature IHD, per interfacciarsi col misuratore di Energia, dovranno **OBBLIGATORIAMENTE** connettersi con dispositivi OEM forniti solo ed esclusivamente da e-distribuzione.

Per evitare oneri e spese a carico del cliente finale, la scrivente associazione, nella qualità di associazione a tutela degli utenti e dei consumatori Autorizzata dal MISE e membro del C.N.C.U.

PROPONE la sottodescritta soluzione **SENZA ONERI A CARICO** dell'utente **OSSERVANDO** ch

l'accesso sia dei consumi energetici che della potenza istantanea (o potenza quartoraria mediata) **direttamente sul sito di e-distribuzione**, previa univoca identificazione, permetterebbe ad ogni cliente/utente l'accesso istantaneo alle informazioni real-time del misuratore **SENZA INTERPOSTO SOGGETTO TERZO, SENZA ONERI A CARICO dell'UTENTE FINALE** e **GARANTENDO UNA LIBERA CONCORRENZA SENZA COSTI A CARICO DELL'UTENZA FINALE.**

Detta soluzione **è assolutamente concretizzabile immediatamente** con la tecnologia già in uso considerando che esiste il sistema di **TELEGESTIONE** che permette la comunicazione **"CONTATORE → sito e-distribuzione"**

Nota: l'introduzione di sistemi IHD, obbligano i terzi all'acquisto di dispositivi OEM venduti in Italia **SOLO** da ENEL e ciò consolida, di fatto, il predominio di e-distribuzione nel mercato italiano

Avv. Rosario Nigro

legale Asso-Consum



Prof. Ing. Maurizio Recca

ASSO-CONSUM

Associazione per la difesa dei consumatori degli utenti e dei cittadini

Sede nazionale, Via Tevere, 44 - 00187 Roma

tel. 06 97 61 19 16 - fax 06 97 61 20 46 - assoconsum@gmail.com assoconsum@pec.it www-asso-consum.it

C.F. e P.I. 07950490636



ASSO-CONSUM
Autorizzazione Ministeriale
N° 0080234/10

ASSO-CONSUM

Associazione per la difesa dei consumatori degli utenti e dei cittadini

Sede nazionale, Via Tevere, 44 - 00187 Roma

tel. 06 97 61 19 16 - fax 06 97 61 20 46 - assoconsum@gmail.com assoconsum@pec.it www-asso-consum.it

C.F. e P.I. 07950490636

Proposte integrative al decalogo di e-distribuzione sul contatore 2G

*Alla luce del piano di sostituzione massiva dei contatori che avrà luogo da gennaio 2017, Enel distribuzione (e-distribuzione) ha stilato un decalogo sulle “Regole della Sostituzione” recependo osservazioni e suggerimenti dalle Associazioni dei Consumatori. Per quanto riguarda noi di **Rete Consumatori Italia** (Assoutenti, Casa del Consumatore e Codici), nello specifico ci siamo battuti affinché il certificato di conformità del contatore, venisse rilasciato al consumatore. E questo aspetto che ci premeva, è stato recepito, seppur venga inviato su richiesta, chiamando al numero verde.*

Rimane però un punto ancora per noi irrinunciabile, ed è quello qui di seguito:

Al punto 2 e punto 5 del decalogo di e-distribuzione, ovvero: “**Verifica della rilevazione automatica delle letture del contatore in opera**” e “**Rilevazione della lettura prima della rimozione del precedente contatore**”, viene specificato che il dato verrà acquisito solo automaticamente dal sistema, senza rilasciare al consumatore al momento della sostituzione, alcun cartaceo. Quest’ultimo infatti viene contemplato solo laddove il contatore non acquisisca in automatico la lettura dal sistema.

Nostra proposta

1) Noi abbiamo invece proposto al tavolo, in quanto punto irrinunciabile, che:

La registrazione del dato non sia solamente automatica e presente sul sistema di letture, ma verbalizzata e autenticata, e debba essere rilasciata al consumatore in via cartacea al momento della sostituzione.

Un punto su cui non intendiamo cedere perché ad effettiva tutela del consumatore in caso insorgesse un contenzioso e perché i dati di consumo devono essere in possesso del consumatore come suo inalienabile diritto. L’ultima lettura rilevata del dato di consumo deve essere rilasciato al momento della sostituzione per iscritto e in modo certificato.

Proponiamo quindi, di integrare la brochure tascabile (vedi slides) che rilasceranno al momento della sostituzione con le istruzioni sul contatore, con un’altra pagina in cui devono essere presenti:

- *Data della sostituzione*
- *Dato rilevato/ultima lettura del vecchio contatore*
- *Dato lettura in entrata del nuovo contatore*

Enel distribuzione su questo punto non sembrerebbe disponibile perché: ritiene sufficiente che il dato sia acquisito dal sistema, ritenuto praticamente infallibile, e ritiene sufficiente consegnare al consumatore su richiesta, kit informativi sul funzionamento del contatore e il certificato di conformità.

2) Il secondo punto che andremo a sostenere, si incentra sul fatto che noi Associazioni offriremo una partecipazione collaborativa parallela ed un sostegno consultivo al consumatore, finalizzati ad accrescere le informazioni e la consapevolezza in tema di consumo, efficienza energetica, risparmio e comprensione del mercato. Inoltre ci riserviamo la possibilità di poter fare verifiche sulla regolare attuazione del Decalogo. *Questo secondo punto non è stato escluso dall’azienda, è stato già preso in considerazione, ma bisognerà definire le modalità di attuazione dello stesso.*

Quindi, sostanzialmente Rete Consumatori Italia (Assoutenti, Casa del Consumatore e Codici) non ha siglato il decalogo perché non intende rinunciare al 1° punto suddetto.

Roma, 11 gennaio 2017

Spett.^{le}
E-Distribuzione
consultazioneopenmeter@e-distribuzione.com

e, p.c. Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico
consumatori@autorita.energia.it

OGGETTO : Osservazioni di Confartigianato Imprese alla Consultazione sul piano contatori 2G Open Meter

Il tema della correttezza delle misure dei consumi di energia elettrica e del miglioramento delle modalità di rilevazione e trasmissione degli stessi rappresenta un elemento fondamentale al buon funzionamento dei mercati energetici e dei servizi per l'efficienza energetica. Per tali ragioni Confartigianato, che oltre a tutelare in via trasversale gli interessi piccole imprese in qualità di consumatori di energia elettrica annovera nella propria base associativa un importante comparto di imprese di installazione di impianti e del settore edile, partecipa alla consultazione in oggetto con il presente contributo.

Le principali criticità emerse nell'esperienza precedente di installazione dei contatori 1G si possono riassumere in:

- errate tarature dei misuratori che hanno dato luogo a sgradevoli quanto onerose procedure di ricostruzione dei consumi
- fenomeni di incoerenza nei consumi ante e post sostituzione del misuratore rese possibili dall'assenza del titolare del misuratore all'atto della sostituzione e/o a misure idonee a documentare in contraddittorio con il titolare del POD le letture del misuratore precedentemente installato.

Vi è inoltre il non trascurabile problema della disalimentazione, che seppur di breve durata può causare danni sia ai mezzi di produzione (si pensi a strumenti di precisione che vengono compromessi dalle interruzioni elettriche o alla deperibilità della materia prima nella piccola filiera alimentare artigianale) che al ciclo produttivo in se stesso considerato.

Poiché tali effetti dannosi possono essere evitati grazie ad una programmazione dell'evento, è prioritario che il piano garantisca delle condizioni di conoscenza effettiva da parte del titolare del POD del giorno e dell'ora in cui avverrà la sostituzione del suo misuratore e la sua programmabilità.

Per queste ragioni ad avviso di Confartigianato la sostituzione dovrebbe:

- 1) avvenire a seguito della fissazione di un appuntamento con il titolare dell'utenza o suo delegato, concedendogli la possibilità di indicare una fascia oraria di preferenza, in tutti i casi di BT altri usi e non, come attualmente previsto, per i soli 3,3 milioni di contatori trifase. In alternativa, il filtro scriminante potrebbe essere rappresentato dal codice ATECO, suggestivo di attività (come ad esempio negli uffici) in cui la disalimentazione produce effetti trascurabili rispetto ad altre in cui è penalizzante e dannosa (manifatturiero, alimentare).
- 2) includere nel rapporto di sostituzione la redazione di un verbale sottoscritto da entrambe le parti con l'allegato obbligatorio **di due fotografie** da cui siano visibili i dati di targa e le letture del contatore precedentemente installato ed i dati di targa e le letture di attivazione rilevate al momento della posa del contatore 2G.

Ad avviso di Confartigianato il piano di comunicazione dedicato ai clienti presenta delle fragilità importanti che vanno superate, nell'ottica poc'anzi evidenziata di garantire la presenza/la scelta di presenziare o meno del titolare o suo delegato all'atto della sostituzione e la programmabilità dell'intervento. Tali obiettivi non sono di certo raggiunti tramite l'affissione dell'avviso scritto, unico strumento di comunicazione rivolto a tutti gli utenti. Il portale contiene maggiori informazioni ma non consente la programmabilità; inoltre, il ridotto livello di alfabetizzazione informatica delle piccole imprese ed il fattore tempo, rendono il portale uno strumento di nicchia, con efficacia limitata.

Tali ostacoli potrebbero tuttavia essere superati grazie alla collaborazione delle associazioni di rappresentanza che dispongono degli skills e dei canali necessari ad accedere alle informazioni del portale ed ad arrivare all'associato, considerato che il radicamento capillare dei sistemi di rappresentanza sul territorio è particolarmente coerente con l'organizzazione dei PDFM su base comunale.

Pertanto si auspica che vengano ripensate le iniziative di comunicazione generiche e dalla dubbia efficacia, come la sigla del Manifesto per i Consumatori, in favore di accordi tra E-distribuzione ed Associazioni nel quale E-distribuzione comunica periodicamente e in anticipo i piani semestrali alle associazioni territoriali di rappresentanza, le quali a loro volta potrebbero, tramite il meccanismo della delega, provvedere loro stesse alla registrazione dei POD dei loro associati sul portale **Web Open Meter** visualizzare le informazioni disponibili (del mese di prevista posa, impresa incaricata e contatti), comunicarle all'associato e prendere accordi con la società incaricata.

Si propone, in aggiunta all'affissione con 5 giorni di anticipo, l'invio agli utenti registrati al portale o ai loro delegati di una mail riportante la data e la fascia oraria di intervento e i contatti della ditta installatrice incaricata. Per gli utenti registrati si potrebbe consentire, a fine premiale, la scelta della fascia oraria. In tal modo E-Distribuzione aumenterebbe l'efficacia del piano di sostituzione, diminuendo i propri costi.

Confartigianato coglie inoltre l'occasione per richiedere che vengano messe in campo delle misure, se necessario di carattere regolatorio, che leghino il miglioramento delle performance di trasmissione dei dati di consumo al miglioramento del processo di validazione del dato, che come noto rappresenta la certificazione del dato di consumo da parte del venditore ai fini della fatturazione. La reiterazione di fenomeni di conguaglio, tale da aver dato luogo recentemente all'insediamento di un tavolo di confronto ministeriale, dimostra che il passaggio dai contatori meccanici ai misuratori 1G e quindi l'innovazione tecnologica nella rilevazione e trasmissione del dato non è di per se sufficiente a garantire una fatturazione effettiva, rappresentandone una fase di un processo più articolato. Il piano deve rappresentare quindi l'occasione per un miglioramento complessivo dell'intero processo, per giustificare i costi che la sostituzione impone ai clienti finali.

Si sottolinea inoltre l'esigenza di ridurre a coerenza l'arco temporale entro il quale il distributore può rettificare i dati di consumo e la possibilità per il cliente di risalire alle letture. Se il distributore può rettificare tali consumi nell'arco di 5 anni è coerente che il cliente tramite il portale web possa aver accesso alle letture del periodo corrispondente.

Da ultimo, Confartigianato auspica che il Piano rappresenti l'occasione per chiarire i criteri seguiti dal distributore nell'installazione dei limitatori di potenza sulle categorie di utenti non domestici. Ciò perché le sfide imposte dagli obiettivi di efficienza energetica e le modifiche tariffarie sulla struttura degli oneri generali di sistema, impongono una sempre maggiore attenzione sulla corretta individuazione della potenza necessaria ai reali bisogni di impresa.

L'occasione è gradita per porgere cordiali saluti

Il Direttore
Bruno Panieri





CONFCOMMERCIO
IMPRESE PER L'ITALIA

PIANO ENEL CONTATORI 2G OPEN METER

Gennaio 2017

Osservazioni

La sostituzione dei contatori ha evidenziato nel passato diverse criticità in quanto a seguito di tali operazioni sono insorte controversie tra utenti e fornitori in considerazione di errate tarature dei contatori (coefficiente K) o di malfunzionamenti che hanno comportato la nascita di conguagli.

Per tali ragioni Confcommercio ritiene opportuno che:

- **l'installazione dei nuovi** contatori debba necessariamente avvenire attraverso la **fissazione di un appuntamento con il titolare dell'utenza;**
- si debba necessariamente sottoscrivere, da entrambe le parti, un verbale di sostituzione attestante il numero del contatore e riportante una foto della lettura dei dati;
- vi sia il coinvolgimento delle associazioni di categoria per la comunicazione delle località interessate con indicazione puntuale delle zone comunali interessate e delle tempistiche.

In aggiunta si richiede che la possibilità di installare altri apparecchi di lettura dei dati di consumo sia idonea a garantire compatibilità con una pluralità di tecnologie e quindi prodotti. La richiesta nasce dalla volontà di non precludere eventuali servizi aggiuntivi a tecnologie di nicchia e/o eccessivamente costose.

Confcommercio ritiene opportuno inoltre che il Piano chiarisca, ai fini anche del rispetto della normativa in essere sulla sicurezza e del relativo quadro Europeo, i casi in cui sia necessario prevedere **l'installazione del limitatore sulle categorie di utenti non domestici.**

Si evidenzia che sul piano economico, la presenza del limitatore, genera impatti che in prospettiva, struttura trinomia degli oneri di sistema prevista dal decreto legge Milleproroghe del 2016, potrebbero comportare incrementi dei costi a nostro giudizio rilevanti, in particolar modo per le utenze a consumo stagionale.

In conclusione, essendo possibile per il distributore rettificare i dati di consumo su di un orizzonte temporale di 5 anni è fondamentale che il cliente possa, attraverso appositi canali web, risalire alle letture dei dati di consumo con una finestra temporale che gli **consenta di andare indietro di 5 anni dal giorno dell'interrogazione del dato.** Si consideri che avere lo storico dei consumi è anche fondamentale per prendere decisioni di investimento in autoproduzione di energia.

Alla cortese attenzione
E-DISTRIBUZIONE SPA
Via OMBRONE 2
00198 Roma

e-mail. consultazioneopenmeter@e-distribuzione.com

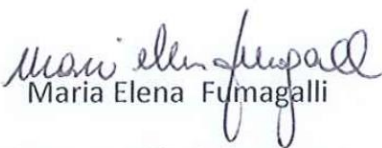
Milano, 11 gennaio 2017

Prot. AFIR-Retail /EF-ec/2-17

Oggetto: Osservazioni Edison alla consultazione Open Meter

Edison provvede a trasmettere le proprie osservazioni alla presente consultazione.

Rimanendo a disposizione per chiarimenti si inviano cordiali saluti,



Maria Elena Fumagalli

Direttore Affari Regolatori

Edison Spa

Foro Buonaparte, 31
20121 Milano
Tel. +39 02 6222 1

Capitale Soc. 5.377.000.671,00 euro i.v.
Reg. Imprese di Milano e C.F. 06722600019
Partita IVA 08263330014 - REA di Milano 1698754

Executive summary

L'iter consultivo sinora condotto con riferimento al piano di messa in servizio dei contatori di seconda generazione (PMS2) ha portato a conclusioni rilevanti, ma anche a importanti punti aperti.

Se da un lato è prevista una definizione articolata e stringente dei requisiti funzionali e dei livelli di performance relativi al canale di comunicazione tra misuratore e distributore (c.d. *chain 1*), destinato alla trasmissione dei dati necessari alla fatturazione del servizio di distribuzione, nessun livello di performance è stato definito con riferimento al canale di comunicazione tra misuratore e cliente finale/parti terze (c.d. *chain 2*) essenziale allo sviluppo di servizi innovativi su scala commerciale, come definito dall'art. 11 comma 1 del D.lgs. 102/2014 di recepimento della direttiva europea 2012/27/UE che prevede tra l'altro la partecipazione della domanda al mercato dell'energia e dei servizi.

Peraltro la tecnologia di comunicazione proposta da e-distribuzione con riferimento alla *chain 2* (Power Line Carrier in banda C) presenterebbe, secondo recenti studi, limiti di qualità e performance in ragione di una velocità di trasmissione molto contenuta e di possibili interferenze o attenuazioni introdotte da apparati di uso comune.

Infine, per entrambi i canali *chain 1* e *chain 2* sono allo studio e potrebbero essere a breve disponibili soluzioni radiomobili specifiche in modalità wireless (c.d. *Narrow Band IoT*) che potrebbero consentire al contatore di comunicare i dati sia ai sistemi centrali del distributore sia al cliente in tempo quasi reale tramite *cloud*. Tali tecnologie avrebbero inoltre il vantaggio di vedere nell'operatore di telefonia un soggetto specificamente responsabile delle prestazioni del servizio di comunicazione reso.

L'avvio del piano di sostituzione dei nuovi contatori non ha carattere di urgenza (non vi è evidenza di un aumento del tasso di guasto dei contatori esistenti e non vi è un obbligo di legge).

Alla luce di quanto sopra premesso si ritiene opportuno che:

- Specifiche funzionali e livelli di servizio per la comunicazione tramite *chain 2* siano espressamente definiti funzionalmente allo sviluppo commerciale di servizi innovativi e con lo stesso livello di dettaglio previsto per il canale *chain 1* dalla Delibera 87/2016
- Il flusso di dati che transita attraverso la *chain 1* dal misuratore al distributore debba essere "di default" strettamente commisurato alle sole esigenze di fatturazione del

servizio di distribuzione. Tipologia, frequenza e tempestività dei dati forniti al distributore e da quest'ultimo validati dovrebbero poter essere incrementati solo a valle di una specifica richiesta del cliente finale o del venditore in sua vece

- Sia comunque garantita la possibilità di accesso ai dati del cliente anche per il tramite di una porta fisica cui possa essere connesso un dispositivo utente (es. porta USB)
- Sia promosso un approfondimento circa le tecnologie di comunicazione disponibili al fine di identificare la più economica, affidabile e "*future proof*".

Si propone quindi un posticipo dell'avvio del piano di sostituzione PSM2, l'immediata apertura di una sperimentazione volta a verificare sul campo le funzionalità dei contatori 2.0 e di un procedimento formale AEEGSI finalizzato a definire possibili ulteriori funzionalità evolutive dei contatori (versione 2.1 soluzione con connettore fisico e/o *wireless*)

OSSERVAZIONI EDISON

I. PREMESSA

Edison è da tempo concretamente interessata alla ricerca ed allo sviluppo di servizi post – contatore innovativi per i propri clienti. Già dal 2013 ed in assenza di un canale di comunicazione diretto tra misuratore e consumatore finale, Edison ha avviato la commercializzazione di Edison Energy Control, un dispositivo “accoppiato” al contatore elettronico in grado di rilevarne il lampeggio LED per la messa a disposizione al cliente dei propri dati di consumo.

Alla luce dell’esperienza maturata, Edison ritiene oggi che la diffusione dei nuovi sistemi di *metering* efficienti e correttamente definiti nelle specifiche funzionali e prestazionali rappresenti un elemento cruciale per l’evoluzione del mercato finale dell’energia elettrica e per lo sviluppo di servizi e di offerte commerciali innovative, oltreché uno stimolo alla concorrenza nel mercato.

Per questo Edison ha apprezzato l’impegno di AEEGSI e di e-distribuzione nel promuovere un processo di consultazione circa le specifiche funzionali, prestazionali e le possibili soluzioni tecnologiche dei contatori 2G aperto a tutti gli operatori della filiera, al fine di raccoglierne le specifiche esigenze. Edison auspica che gli esiti di tale processo siano concretamente considerati nel definire modalità e tempistiche di sviluppo del nuovo Piano di Messa in Servizio degli *smart metering* 2G (PMS2), destinato ad influenzare il design del mercato *retail* dell’energia elettrica e dei relativi servizi per i prossimi decenni.

II. UN PROCESSO CONSULTIVO CON CONCLUSIONI RILEVANTI, MA IMPORTANTI PUNTI APERTI

Gli esiti dell’articolato iter consultivo sinora condotto da AEEGSI hanno consentito di sancire, attraverso la delibera 87/2016, alcuni importanti elementi evolutivi rispetto ai contatori di prima generazione:

- Una definizione, più articolata e stringente rispetto a quanto originariamente previsto per i contatori 1G¹, dei requisiti funzionali e dei livelli attesi di performance della comunicazione tra misuratore e distributore, c.d. *chain 1*, destinato alla trasmissione di dati validati necessari al processo di fatturazione. Per la *chain 1* devono inoltre essere disponibili due

¹ Essenzialmente il contatore 1G rende disponibile su base mensile il consumo per fascia del mese precedente. Il contatore 2G può rendere disponibile quotidianamente la curva di carico giornaliera al quarto d’ora entro le 24 ore successive.

canali di comunicazione indipendenti (presumibilmente PLC in banda A e radiofrequenza 169MHz), mentre nel contatore 1G il canale di riserva non era previsto.

- La necessità di una comunicazione specifica e dedicata tra misuratore e cliente/parti terze, c.d. *chain 2* (presumibilmente PLC in banda C), assente nei contatori 1G e funzionale allo sviluppo di servizi innovativi.
- L'apertura dell'Autorità per l'Energia a valutare possibili funzionalità evolutive dei contatori di seconda generazione (c.d. versione 2.1) e che prevedano soluzioni tecnologiche con connessione fisica o wireless.

Con riferimento alla *chain 2* la Delibera 87/2016 non ha tuttavia definito alcun livello di performance, e nemmeno il documento "Open Meter – Piano di messa in servizio del sistema di smart metering 2G (PMS2)" pubblicato da e-distribuzione fornisce elementi conclusivi al riguardo. Il riferimento è, infatti, genericamente ad una trasmissione di dati "near real time" senza che sia riportata alcuna specifica qualificazione di tale espressione, non sono citate evidenze sperimentali delle performance del canale di comunicazione, non è chiarito se e in che misura i due canali *chain 1* e *chain 2* siano totalmente indipendenti e se l'architettura del misuratore ne consenta l'utilizzo simultaneo. In definitiva non vi è alcuna presa di responsabilità da parte del distributore circa le prestazioni della *chain 2*, la cui efficacia è determinante per il successo dello sviluppo dei servizi post contatore, e i rischi delle scelte tecnologiche operate dal distributore sono di fatto ribaltati sul venditore.

III. POSIZIONE EDISON

Edison condivide l'importanza che i dati provenienti dalla *chain 1* siano trasmessi con tecnologie sempre più affidabili e con una frequenza superiore a quella attuale al fine di poter fornire al cliente finale dati accurati e in linea con i propri consumi. Si ritiene tuttavia che il vero valore aggiunto per i clienti finali risieda nella comunicazione diretta verso il cliente finale (*chain 2*).

Tale orientamento è confermato dal Rapporto UE di Benchmarking 356/2014 che identifica i dieci requisiti funzionali minimi che debbono caratterizzare i contatori intelligenti. Tra questi, l'"aggiornamento dei dati di lettura ... con sufficiente frequenza per consentire di risparmiare energia grazie a tali informazioni" è identificato come essenziale per poter realizzare risparmi energetici sul versante della domanda. Questo requisito è l'unico non soddisfatto dai contatori

elettronici di prima generazione; è quindi essenziale assicurare questa lacuna sia colmata dai contatori 2G.²

- A tal fine è in primo luogo necessario che siano garantite prestazioni elevate del misuratore per la trasmissione diretta al cliente di dati in tempo reale. Specifiche funzionali e i livelli di servizio per la comunicazione tramite *chain 2* dovranno quindi essere definiti con gli stessi dettagli con cui sono state previste per il canale *chain 1* dalla Delibera 87/2016.

Si riportano alcuni casi d'uso, vale a dire potenziali servizi offerti dal venditore al cliente finale grazie allo *smart meter* di seconda generazione, unitamente alle specifiche funzionali necessarie alla relativa implementazione, la cui implementazione potrebbe non essere garantita dai *meter* 2.0 proposti da e-distribuzione.

i. Visualizzazione dei consumi, delle relative stime di costo e, per i soli clienti prosumer, della generazione e della relativa stima di ricavo

Tramite tale servizio il cliente deve essere in grado in qualsiasi momento di visualizzare consumi elettrici, produzioni, i relativi costi/ricavi, le principali informazioni contrattuali e deve poter ricevere suggerimenti per migliorare l'efficienza dei propri comportamenti.

Specifica funzionale: registrazione dell'energia consumata/prodotta in ogni quarto d'ora e comunicata al cliente con un ritardo contenuto (max 2 min) dalla rilevazione, al fine di poter reagire nel quarto d'ora successivo.

ii. Analisi giornaliera delle curve di carico mediante algoritmi di disaggregazione

² Il Rapporto di Benchmarking 356/2014 della Commissione Europea - *il sistema di smart metering 1G attualmente operante in Italia, soddisfa tutti i dieci requisiti funzionali minimi, con limitazioni solo per il requisito funzionale "b. aggiornamento dei dati di lettura ... con sufficiente frequenza per consentire di risparmiare energia grazie a tali informazioni"* il requisito mancante al contatore 1G fa proprio riferimento all'aggiornamento dei dati di lettura che il contatore trasmette direttamente all'utente o a un terzo da questi designato. Inoltre, con esplicito riferimento a questo requisito funzionale è espressamente indicato che *questa funzione è essenziale in un sistema di misurazione intelligente, poiché il feedback diretto dell'utente è oltremodo importante per poter realizzare risparmi energetici sul versante della domanda. Vi è un ampio accordo sull'introduzione di interfacce standard che consentirebbero soluzioni di gestione energetica «in tempo reale», come la domotica, diversi regimi di risposta alla domanda e la trasmissione sicura di dati direttamente all'utente. La possibilità per l'utente o per un terzo da questi designato di visualizzare in modo preciso, tempestivo e facilmente leggibile i valori indicati dal contatore direttamente attraverso l'interfaccia scelta dall'utente è fortemente raccomandata in quanto si rivela un mezzo indispensabile per gestire i servizi di risposta alla domanda, prendere decisioni di risparmio energetico on line e realizzare un'efficace integrazione delle risorse energetiche distribuite. ...*

Tale servizio consente riconoscere il funzionamento dei singoli elettrodomestici nell'ambito della curva di carico, individuando eventuali anomalie o utilizzi inefficienti.

Specifica funzionale: sono necessari un campionamento della potenza ad alta frequenza (1 secondo), ma non una trasmissione in tempo reale. Il dato potrebbe essere comunicato con cadenza giornaliera in orari a basso traffico di dati.

iii. Avviso di superamento della soglia di potenza disponibile e intervento del limitatore

Tramite questo servizio il cliente è informato tempestivamente, eventualmente anche tramite segnale acustico o di altro tipo, che la potenza assorbita sta eccedendo il limite disponibile e che in assenza di una modifica dei consumi il limitatore interverrà entro un determinato intervallo temporale.

Specifica funzionale: è necessario che al superamento della soglia di potenza disponibile il contatore invii tempestivamente (entro massimo 15 secondi) al cliente un segnale d'allarme che gli consenta di intervenire con rapidità prima dello scatto del limitatore, che tipicamente avviene due minuti dopo il superamento della soglia. L'intervento potrà essere manuale o prevedere l'ausilio di un sistema domotico.

iv. Prezzi dinamici

Tale servizio prevede che il prezzo dell'energia elettrica possa variare nel tempo con una granularità maggiore rispetto alle tre fasce attuali, fino al quarto d'ora. Il cliente deve quindi poter essere messo a conoscenza, di quarto d'ora in quarto d'ora, dell'energia consumata e della spesa sostenuta.

Specifica funzionale: registrazione dell'energia consumata in ogni quarto d'ora e comunicata al cliente con un ritardo contenuto (max 1 min) dalla rilevazione, al fine di poter reagire nel quarto d'ora successivo, manualmente o con l'ausilio di un sistema domotico. La valorizzazione dell'energia è effettuata direttamente dal venditore, e in assenza di uno strumento di controllo *real time* potrebbe non essere molto diversa delle attuali tre fasce.

v. Servizio prepagato

Il contratto di fornitura è basato sull'acquisto di pacchetti di consumo prepagati misurati in kWh o in euro a seconda dell'offerta collegata. Il cliente deve essere informato tempestivamente circa il credito residuo e l'approssimarsi del suo esaurimento.

Specifica funzionale: registrazione dell'energia consumata in ogni quarto d'ora e comunicata al cliente con un ritardo contenuto (max 1 min) dalla rilevazione. La valorizzazione del credito residuo è effettuata direttamente dal venditore.

vi. *Demand response di mercato*

Il servizio prevede che un soggetto aggregatore raccolga e valorizzi sul mercato dei servizi di dispacciamento la disponibilità dei clienti a modificare il proprio comportamento, tipicamente limitando la potenza assorbita in un determinato intervallo temporale ad un ad una soglia inferiore alla potenza contrattuale e scelta tra alcune soglie già predefinite e presenti nel contatore. Il cliente dovrà correggere il proprio consumo nel quarto d'ora corrente al fine di conseguire il premio per la *demand response* o evitare penali.

Specifica funzionale: il cliente deve quindi essere informato tempestivamente del superamento del limite di potenza assorbita imposto dall'aggregatore (tipicamente entro due minuti dall'accadimento).

vii. *Pianificazione e gestione ottimale impianti generazione e accumulo*

Questo servizio prevede la pianificazione e gestione dell'accumulo e dei dispositivi intelligenti (inclusa la ricarica dell'auto elettrica) in funzione delle esigenze dell'utente, della disponibilità di potenza generata dal proprio impianto fotovoltaico, del costo dell'energia elettrica e della potenza contrattuale.

Specifica funzionale: il servizio necessita della disponibilità dei dati di consumo in tempo quasi reale (dell'ordine di qualche secondo) e di produzione almeno nel quarto d'ora e idealmente in tempo quasi reale.

Al fine di consentire uno sviluppo commerciale adeguato dei sopracitati servizi Edison ritiene che i livelli attesi di performance del canale di comunicazione verso il cliente (*chain 2*) debbano prevedere:

- percentuale di successo dei casi d'uso per ogni utente almeno pari al 90% (ad esempio, ogni utente dovrà essere avvertito tempestivamente dell'imminente intervento del limitatore almeno nel 90% dei casi)
- percentuale di utenti raggiungibili da questi servizi (cioè per i quali la percentuale di successo è non inferiore al 90%) almeno pari al 95%.

Si sottolinea come i casi d'uso evidenziati appaiono la naturale evoluzione dell'interazione digitale promossa dai venditori e alla quale risponde positivamente già oggi la maggior parte dei clienti Edison, con costante tendenza ad aumentare. Si ritiene che, in virtù del basso costo e della semplicità di installazione, con il tempo la penetrazione dei servizi abilitati dalla *chain 2* si avvicinerà al totale della base clienti "digitale".

- In secondo luogo si ritiene che il flusso di dati che transita attraverso la *chain 1* dal misuratore al distributore debba essere "di default" strettamente commisurato alle sole esigenze di fatturazione del servizio di distribuzione. Tipologia, frequenza e tempestività dei dati forniti al distributore e da quest'ultimo validati dovrebbero poter essere incrementati solo a valle di una specifica richiesta del cliente finale o del venditore in sua vece. Ciò al fine di limitare i costi per il sistema e di scoraggiare il possibile utilizzo improprio dei dati da parte del distributore per finalità diverse dallo svolgimento delle attività in concessione.
- Al fine di favorire lo sviluppo di servizio post contatore si ritiene in ogni caso essenziale la possibilità di accedere ai dati del cliente anche per il tramite di una porta fisica cui possa essere connesso un dispositivo utente. Non risulta invece percorribile l'utilizzo della porta ottica già esistente ed oggi utilizzata esclusivamente a fini tecnici. Infatti il relativo utilizzo per un dispositivo esterno comporterebbe la necessità di un'alimentazione indipendente, cosa praticamente impossibile nella maggior parte dei locali o delle nicchie in cui sono alloggiati i contatori se non tramite l'utilizzo di batterie, con tutte le difficoltà pratiche conseguenti per l'utente. Si ritiene di gran lunga più opportuna una porta fisica dotata di una, seppur limitata, capacità di alimentazione (come le comuni porte USB)
- Le tecnologie di comunicazione proposte da e-distribuzione (e le possibili alternative) meriterebbero ulteriori approfondimenti, alla luce delle seguenti considerazioni:
 - Secondo un recente studio promosso dall'Associazione Energy@home, la comunicazione PLC in banda C proposta da Enel per la *chain 2* potrebbe presentare limiti di qualità ed e performance, in ragione di una velocità di trasmissione molto contenuta (dell'ordine di 1 kbit/s) e di possibili interferenze o attenuazioni introdotte da apparati di uso comune (alimentatori ma anche semplicemente quadri elettrici). Anche il tipo di documento scelto dal CEI per definire il protocollo per questo canale di comunicazione, un specifica tecnica (TS) sottoposta a inchiesta pubblica e cicli di revisione ravvicinati, conferma la mancanza di un consenso generale sulla maturità di questa tecnologia.
 - Peraltro per entrambi i canali *chain 1* e *chain 2* sono allo studio e potrebbero essere a breve disponibili soluzioni radiomobili specifiche (c.d. *Narrow Band IoT*) che potrebbero consentire

al contatore di comunicare i dati sia ai sistemi centrali del distributore sia al cliente in tempo quasi reale tramite *cloud*. Tali tecnologie avrebbero inoltre il vantaggio di vedere nell'operatore di telefonia un soggetto specificamente responsabile delle prestazioni del servizio di comunicazione reso.

Pare quindi del tutto ragionevole che l'avvio del piano di sostituzione dei nuovi contatori sia preceduto da un'analisi approfondita e condivisa delle tecnologie disponibili, al fine di verificarne punti di forza e di debolezza e di identificare la tecnologia preferibile in quanto complessivamente più economica, affidabile e "future proof".

- L'avvio del piano di sostituzione dei nuovi contatori non ha peraltro carattere di urgenza.

In primo luogo non vi è evidenza di un incremento del tasso di guasto dei contatori, dei concentratori e degli apparati di telecomunicazione esistenti. Non sussiste quindi una reale urgenza per una loro immediata, né tantomeno anticipata, sostituzione.

La sostituzione non è nemmeno prevista da un obbligo di legge. Le disposizioni del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 24 marzo 2015, n. 60 e che dispongono la verifica periodica o la sostituzione dei *meter* ogni 15 anni non si applicano ai misuratori di energia elettrica in bassa tensione commercializzati e messi in servizio prima del decreto legislativo 2 febbraio 2007, n. 226³. Dai dati pubblicati nel piano sembrerebbe tra l'altro emergere che la maggior parte dei contatori di prima generazione sia stata installata proprio prima del 2007.

Le sinergie inizialmente ipotizzate derivanti dalla contestualità tra sostituzione dei misuratori e posa fibra ottica nel quadro della Strategia Banda Ultra Larga (BUL) paiono essersi poi rilevate di modesta entità.

Nell'ottica del consumatore finale un posticipo nell'avvio massivo del piano di sostituzione dei nuovi contatori avrebbe presumibilmente come effetto una riduzione delle tariffe a fronte dell'esclusione dalla base di capitale riconosciuto a fini regolamentari (RAB) a fine vita utile regolatoria dei primi contatori sostituiti a decorrere dal 2002.

- Si propone quindi un posticipo dell'avvio del piano di sostituzione PSM2, l'immediata apertura di una sperimentazione volta a verificare sul campo le funzionalità dei contatori 2.0 e di un procedimento formale finalizzato a definire funzionalità e prestazioni dei contatori 2.1

E' necessario che appena possibile e prima di procedere alla sostituzione dei contatori 1G sia condotta una sperimentazione significativa volta a verificare che le soluzioni tecniche scelte dal

³ Si veda che il documento di consultazione AEEGSI 267/2016.

distributore per i contatori 2G, in particolare la scelta della tecnologia di comunicazione PLC in banda C sul canale *chain 2*, siano effettivamente in grado di garantire funzionalità e livelli di prestazione adeguati dal punto di vista dell'utente finale e del venditore. Durata, numerosità degli utenti coinvolti e obiettivi dovrebbero essere condivisi sin dall'inizio con i venditori e i consumatori. Si ritiene che 3 mesi e alcune migliaia di utenti opportunamente distribuiti sul territorio nazionale siano la base minima per ottenere un risultato affidabile.

In attesa di una verifica delle potenzialità del canale di comunicazione con il cliente finale dei contatori 2G lo sviluppo di servizi innovativi potrebbe essere promosso attraverso i contatori 1G con l'utilizzo di MOME o dello Smart Info.

Infine, considerata anche la rapida maturazione di tecnologie alternative (comunque da sperimentare), si auspica contestualmente l'immediata apertura di un procedimento finalizzato a definire funzionalità e prestazioni dei contatori 2.1, come previsto dalla Delibera 87/106.

Da: Poccetti Gioia [mailto:Gioia.Poccetti@eni.com]

Inviato: martedì 10 gennaio 2017 17:56

A: CONSULTAZIONE OPEN METER <consultazioneopenmeter@e-distribuzione.com>;
consultazioneopenmeter@pec.e-distribuzione.it

Cc: Pizzolato Michele <Michele.Pizzolato@eni.com>; Gatti Roberto (div.G&P) <Roberto.Gatti@eni.com>

Oggetto: Consultazione open Meter

Di seguito trasmettiamo osservazioni e quesiti di Eni alla Consultazione open Meter.

Cordiali saluti,

Gioia Poccetti – Roberto Gatti

Quesito 1: Eni ritiene necessario sapere se e-distribuzione intende avviare l'installazione degli smart meter 2G anche in assenza delle funzionalità di messa a disposizione dei dati al cliente finale a mezzo della porta PLC Banda C (c.d. Chain 2), o comunque, pur in presenza della predisposizione della Chain 2, nel caso in cui non siano ancora stati resi pubblici i relativi protocolli o non sia stato dato un adeguato tempo ai fornitori per sviluppare soluzioni per il cliente finale.

Quesito 2: in caso di risposta affermativa al quesito 1, entro quando sarà attivata la Chain 2?

Quesito 3: in caso di risposta affermativa al quesito 1, il successivo upgrade per rendere utilizzabile la Chain 2, comporterà un aggravio di costi per gli utenti e i clienti?

Osservazione: nel caso in cui ci si trovi nelle condizioni di cui al quesito 1, riteniamo opportuno che:

- Sia previsto un termine per la definizione e pubblicazione del protocollo per la comunicazione PLC banda C a cura del CEI;
- Sia previsto da e-distribuzione un termine per l'upgrade dei contatori già installati per l'attivazione della Chain 2;
- e-distribuzione possa accedere al riconoscimento tariffario in misura ridotta fino al completamento dell'upgrade; a valle del completamento avverrà il pieno riconoscimento tariffario, da considerarsi comprensivo anche di eventuali costi aggiuntivi di upgrade (ciò per evitare che il differimento dell'attivazione della Chain 2 possa portare ad un aggravio di costi per i clienti, rispetto ad una soluzione che preveda tale funzionalità già dall'installazione).

Eni SpA

Sede Legale

Piazzale Enrico Mattei, 1
00144 Roma - Italia

Capitale sociale

euro 4.005.358.876,00 i.v.

Codice Fiscale e Registro Imprese di Roma n. 00484960588

Partita IVA n. 00905811006

R.E.A. Roma n. 756453

Sedi secondarie:

Via Emilia, 1 e Piazza Ezio Vanoni, 1

20097 San Donato Milanese (Milano) – Italia

eni.com

Message for the recipient only, if received in error, please notify the sender and read <http://www.eni.com/disclaimer/>

Osservazioni in merito al piano di messa in servizio del sistema di *smart metering* 2G.

La regolazione del servizio di misura riveste uno specifico rilievo nell'ambito dell'attività di erogazione degli incentivi del GSE e di ritiro dell'energia elettrica in relazione ai meccanismi di ritiro dedicato e di scambio sul posto.

In primo luogo, come già rappresentato dal GSE all'Autorità, in considerazione della rilevanza dei costi sostenuti dalla collettività a valere sulla componente tariffaria A3, si rappresenta l'esigenza di migliorare la qualità del servizio di misura erogato in corrispondenza di impianti di produzione incentivati e/o per i quali è prevista una modalità semplificata di ritiro dell'energia elettrica, con benefici attesi in termini di:

- erogazione degli incentivi sulla base di dati di misura più affidabili e rilevati su base oraria;
- previsione delle immissioni in rete, con l'obiettivo di ottimizzare le offerte di vendita dell'energia elettrica immessa in rete dai produttori aderenti ai diversi sistemi di incentivazione e/o di ritiro dell'energia elettrica, minimizzando i costi per la collettività.

Inoltre, si rileva che la crescente incidenza delle fonti rinnovabili non programmabili, soprattutto di impianti di produzione di piccola taglia, ha fatto emergere, anche a livello europeo, la necessità di gestire le offerte sui mercati dell'energia elettrica a ridosso del tempo reale.

La rilevazione su base oraria dei dati e la messa a disposizione dei medesimi con maggiore frequenza, da parte dei gestori di rete, sono un'esigenza ormai avvertita a livello di sistema con benefici attesi anche in termini di miglioramento delle previsioni e riduzione dei costi di sbilanciamento. Inoltre l'Autorità, con il provvedimento 458/2016/R/eel, ha esteso l'ambito di applicazione della deliberazione 87/2016/R/eel in merito ai piani di sostituzione delle apparecchiature di misura di seconda generazione (nel seguito: 2G), prevedendo che i requisiti funzionali di cui all'Allegato A della medesima deliberazione trovino applicazione anche nel caso di punti di misura di generazione e di punti di misura di connessione coincidenti con punti di immissione pura, a valere dall'avvio dell'introduzione dei sistemi di misurazione 2G da parte di ciascun distributore. Pertanto, i nuovi sistemi di misura saranno utilizzati per rilevare, oltre il dato di energia elettrica prelevata e immessa, anche le misure dell'energia elettrica prodotta, laddove tale misura risulti funzionale all'erogazione degli incentivi.

Si auspica, quindi, che i misuratori 2G possano essere installati il più rapidamente possibile, soprattutto in relazione ai punti di misura gestiti dal GSE nell'ambito dei meccanismi di incentivazione e di ritiro dell'energia elettrica.

La pianificazione di messa in servizio del sistema di *smart metering*, oggetto di consultazione, è stata individuata perseguendo gli obiettivi di "efficienza, efficacia e attenzione alla clientela" e si ritiene utile fare una ulteriore riflessione in merito all'opportunità di conferire priorità alla sostituzione dei contatori degli impianti di produzione gestiti dal GSE in virtù della rilevanza dei costi sostenuti dalla collettività a valere sulla componente tariffaria A3.

In relazione alla pianificazione, esecuzione e monitoraggio delle attività relative al piano di sostituzione dei misuratori 2G, si rileva la necessità di fornire al GSE evidenza delle suddette attività e delle informazioni necessarie per una corretta gestione dei processi gestiti dal medesimo GSE.

Si auspica inoltre che, con riferimento alla campagna di comunicazione verso i soggetti interessati, l'utente venga opportunamente informato anche in merito alla necessità di sostituire, nei casi previsti, i sistemi di misura dell'energia elettrica prodotta incentivata.

Il GSE si rende disponibile a partecipare a tavoli di lavoro tecnici per approfondire gli aspetti operativi legati al processo di sostituzione dei sistemi di misura, condividendo le tempistiche di efficacia delle suddette variazioni, i contenuti dei tracciati informativi e le modalità di comunicazione delle informazioni, al fine di minimizzare gli impatti operativi e rendere più efficiente i processi.

Spett.le **e-distribuzione**

Via Ombrone, 2

00198 Roma

Prot. n. IR000106-2017-P
Reggio Emilia, 12 gennaio 2017

Invio tramite posta elettronica certificata all'indirizzo consultazioneopenmeter@pec.e-distribuzione.it

Oggetto: Invio osservazioni al Documento e-distribuzione "Open Meter. Piano di messa in servizio del sistema di smart metering 2G (PMS2)".

Spett.le e-distribuzione,

si trasmettono in allegato le osservazioni al documento in oggetto.

Distinti saluti,



Ing. Alessandro Cecchi

Responsabile Affari Regolatori Gruppo Iren

Allegato: Osservazioni Gruppo Iren al Documento e-distribuzione "Open Meter. Piano di messa in servizio del sistema di smart metering 2G (PMS2)".

Osservazioni Gruppo Iren al

Documento e-distribuzione "Open Meter. Piano di messa in servizio del sistema di smart metering 2G (PMS2)" del 5 dicembre 2016

Di seguito si riportano le principali osservazioni Iren al Documento e-distribuzione (di seguito anche "la Società"). Tali osservazioni fanno prettamente riferimento ai seguenti paragrafi del succitato PMS2:

- Par. 4.2 – *"Descrizione delle funzionalità e dei livelli attesi di performance dei misuratori, dei concentratori e del sistema di smart metering 2G"*
- Par. 4.3 – *"Spiegazione delle scelte effettuate in relazione alle tecnologie dei misuratori, inclusa l'intercambiabilità dei sistemi (di cui al punto 5 della deliberazione 87/2016) e in relazione alla prevedibile evoluzione di soluzioni tecnologiche standardizzate previste nell'allegato C alla deliberazione 87/2016 (c.d. versione 2.1)"*
- Par. 8.2 – *"Stima delle spese di capitale unitarie annue per misuratore 2G di prima messa in servizio (a prezzi correnti)"*

→ Interoperabilità ed intercambiabilità del sistema 2G

Si ritiene opportuno riprendere, in questo contesto di discussione, quanto dichiarato dalla Società al quarto ed al quinto capoverso del par. 4.3 di cui al PMS2:

« Riguardo al tema dell'intercambiabilità dei sistemi (di cui al punto 5 della deliberazione 87/2016), l'esperienza maturata nel "Telegestore" ha evidenziato che questa è gestibile in modo semplice ed efficace garantendo un'interfaccia unica e aperta per la comunicazione tra concentratore e Front End del sistema centrale (Head End System). Ciò significa che l'elemento unificante è rappresentato dal concentratore che realizza un'interfaccia verso il sistema centrale indipendente da quella utilizzata verso i contatori e quindi dalla specifica tecnologia utilizzata in tale comunicazione. Si ricorda, infatti, che il sistema centrale del Telegestore oggi in esercizio già gestisce in campo due diverse famiglie di misuratori e concentratori che utilizzano protocolli di comunicazione PLC differenti, senza che ciò abbia impatto sulle performance del sistema centrale. »

« Per ciò che concerne le funzionalità evolutive delineate nell'allegato C della citata deliberazione 87/2016, trattandosi di funzionalità incrementalmente rispetto ai requisiti 2G, le scelte implementative, come già evidenziato sopra, si sono orientate a consentire, una volta che verranno definite queste funzionalità, di evolvere il progetto del contatore attraverso modifiche hardware che non richiedano di stravolgerne l'architettura. »

I due passaggi sopra riportati si ritiene debbano essere declinati nei termini in cui è strettamente necessario avviare un tavolo di discussione circa i temi dell'interoperabilità e dell'intercambiabilità. In proposito, si afferma la massima disponibilità all'istituzione di opportuni tavoli tecnici volti ad approfondire gli elementi di dettaglio del caso.

→ **Canale di comunicazione multiservizio**

Si ritiene utile in questo contesto sottolineare la necessità e l'importanza di coordinare il previsto sistema trasmissivo 169 MHz per i 2G con quello equivalente già in uso sugli Smart Meter Gas, anche attraverso le valutazioni e proposte che potranno essere definite da un gruppo di lavoro misto tra enti normatori al quale quindi si demanda l'individuazione della soluzione più opportuna.

In tal senso si ritiene auspicabile che la Società garantisca la propria disponibilità, nell'ambito del quadro regolatorio di riferimento, a realizzare una versione del contatore in grado di connettere la parte in RF con sistemi alternativi già realizzati o in corso di realizzazione da parte delle Utility per il gas e/o per altri servizi di pubblica utilità.

→ **Sintesi delle performance del sistema di misura 2G**

In linea con le disposizioni di cui alla Deliberazione 87/2016/R/eel e annessi allegati, il paragrafo 4.2 del PMS2 in esame riporta, tra gli altri temi affrontati, una sintesi dei livelli di performance che i *meters* 2G saranno in grado di garantire. A titolo esemplificativo, e-distribuzione afferma che i nuovi misuratori 2G saranno in grado di:

- eseguire e validare oltre 1.200 miliardi di misure all'anno (96 campioni giornalieri per ogni cliente);
- rendere disponibili giornalmente al Sistema Informativo Integrato e/o ai venditori le curve quortinarie di energia (attiva, reattiva induttiva e capacitiva, prelevata e per clienti prosumer immessa) e le misure di tensione validate, per il 95% dei punti di prelievo entro 24 ore dalla mezzanotte del giorno di consumo (30 ore nel primo anno), e per il 97% dei punti di prelievo entro 96 ore dalla mezzanotte del giorno di consumo;

- effettuare la riprogrammazione massiva dei contatori (*down-ward*) per la loro riparametrizzazione (senza download di nuovo firmware metrologico), entro 30 giorni per il 94% dei misuratori, ed entro 60 giorni per il 98% dei misuratori;
- gestire almeno il 90% delle segnalazioni spontanee dal misuratore ai sistemi centrali (*up-ward*) entro 1 ora, nel caso di penetrazione del servizio non superiore al 5% e almeno l'89% delle segnalazioni entro 1 ora, nel caso di penetrazione del servizio compresa tra il 5% e il 10%.

In proposito, alla luce del notevole incremento dei livelli di performance dei misuratori 2G rispetto all'attuale tecnologia 1G (sia in termini di quantità di dati che in termini di frequenza di acquisizione), si richiedono alla Società approfondimenti circa le evidenze sperimentali in base alle quali sono state valutate le performance del sistema.

→ Spese di capitale annue unitarie per misuratore 2G

La Società, al paragrafo 8.2 del suo PMS2, riporta un prospetto di valutazione del costo unitario annuo atteso del misuratore.

In proposito, si richiedono ulteriori approfondimenti circa le componenti di costo dei misuratori che ne determinano il costo unitario ipotizzato nel Piano, con particolare riferimento alle componenti legate ai costi di installazione ed ai costi del materiale impiegato.

Osservazioni di Utilitalia
Consultazione piano contatori 2G Open Meter

Utilitalia nel presente documento esplicita alcune considerazioni di interesse generali per le Associate, demandando ai contributi delle singole Imprese osservazioni di dettaglio.

1. Il punto 4.3 del PMS2 approccia a nostro avviso correttamente il tema dell'intercambiabilità dei sistemi.

Com'è noto il punto 5 della delibera 87/2016/R/eel stabilisce "di conferire al CEI - Comitato Elettrotecnico Italiano il mandato di definire, tenendo conto dello standard EN 62056-7-5 in corso di approvazione, un protocollo standard che garantisca le condizioni di piena interoperabilità dei misuratori di energia di energia elettrica in bassa tensione di seconda generazione con i dispositivi dell'utente, nonché di verificare le proposte congiunte delle imprese distributrici e delle loro associazioni ai fini della intercambiabilità dei sistemi di smart metering 2G in caso di cambio della concessione tra gestori di rete".

Tenuto conto del panorama tecnologico relativo alle famiglie di contatori e concentratori 1G in campo, l'Head end System rappresenta una soluzione efficace che garantisce l'interfaccia aperta tra concentratore e sistema centrale della cosiddetta chain 1.

Nel segmento contatore – concentratore, invece, i Distributori potranno utilizzare, in conformità alle normative tecniche europee (mandato M/441/CE), specifiche modalità di comunicazione atte a garantire le migliori prestazioni trasmissive e sulla base delle scelte operate per i sistemi di misura 1G.

Come valuta e-distribuzione tale approccio?

2. E' necessario che la telelettura degli smart meter del settore gas, il cui canale trasmissivo in RF è a 169 Mhz, e il secondo canale di trasmissione di back up dei contatori 2G trovino modalità di coesistenza che evitino problematiche di interferenza e collisione dei segnali.

Nelle more della definizione di una soluzione normativa, oggetto di un GdL misto tra Enti normatori, come pensa e-distribuzione di identificare le misure condivise più opportune al fine di escludere qualsiasi possibilità di degrado delle prestazioni di telelettura in accordo con il Gestore di servizi di pubblica utilità presente nel territorio interessato da roll-out?

3. Come evidenziato anche da e-distribuzione nel PMS2, con la deliberazione 87/2016/R/eel l'Autorità ha fissato requisiti prestazionali superiori, in taluni casi, di ordini di grandezza rispetto a quanto richiesto per l'attuale generazione di tecnologie di smart metering. Nel caso di e-distribuzione ciò sembra abbia reso necessario il totale rinnovamento dei sistemi informativi centrali, stanti i limiti di scalabilità dei sistemi attualmente in uso. Si pongono nuove esigenze di data management e *data storage*, e una conseguente problematica di scalabilità cui dovranno presumibilmente far fronte i sistemi centrali utilizzati dai diversi Distributori.

Tale tematica è di grande rilevanza per i Distributori in generale. Può e-distribuzione fornire informazioni tecniche di approfondimento, sia riguardo alle soluzioni realizzative adottate, in termini di architettura infrastrutturale del nuovo sistema e di tecnologie utilizzate per la comunicazione di quest'ultimo con i concentratori?

4. Il PMS2 prevede la sostituzione di circa 42 milioni di contatori nell'arco 2017-2031. Ciò pone un tema forte sulle modalità con cui saranno smaltiti i contatori 1G una volta rimossi, in particolare per quanto concerne le componenti elettroniche dei misuratori, in particolare per gli aspetti connessi con la salvaguardia dell'ambiente.
Come ha affrontato questa tematica e-distribuzione?