

Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico

Deliberazione 8 marzo 2016, 87/2016/R/EEL

Allegato A

Allegato B

Allegato C

**Versione integrata con le modifiche apportate con la deliberazione
10 novembre 2016, 646/2016/R/EEL**

DELIBERAZIONE 8 MARZO 2016
87/2016/R/EEL

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

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA IL GAS E IL SISTEMA IDRICO

Nella riunione del 8 marzo 2016

VISTI:

- la direttiva 2004/22/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 31 marzo 2004, relativa agli strumenti di misura (di seguito: direttiva MID);
- la direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009 (di seguito: direttiva 72/2009) e in particolare l'Allegato 1 (misure a tutela dei consumatori), paragrafo 2;
- la direttiva 2012/27/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 25 ottobre 2012 (di seguito: direttiva 27/2012);
- la direttiva 2015/1535/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 9 settembre 2015 (di seguito: direttiva 1535/2015);
- la legge 21 giugno 1986, n. 317 e sue modifiche e integrazioni (di seguito: legge 317/86);
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 e sue modifiche e integrazioni (di seguito: legge 481/95);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (di seguito: decreto legislativo 79/1999);
- il decreto legislativo 23 novembre 2000, n. 427;
- il decreto legislativo 2 febbraio 2007, n. 22 (di seguito: decreto legislativo 22/2007);
- la legge 13 agosto 2010, n. 129 (di seguito: legge 129/10);
- il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93;
- il decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102 (di seguito: decreto legislativo 102/2014);
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 24 marzo 2015, n. 60 (di seguito: DM 60/2015);
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (di seguito: Autorità) 18 dicembre 2006, 292/2006 (di seguito: deliberazione 292/2006) e, in particolare, l'Allegato A, recante "Direttive per l'installazione di misuratori elettronici di energia elettrica predisposti per la telegestione per i punti di prelievo in bassa tensione";

- la deliberazione dell’Autorità 19 settembre 2013, 393/2013/R/gas (di seguito: deliberazione 393/2013/R/gas);
- la deliberazione dell’Autorità 7 agosto 2014, 412/2014/R/efr (di seguito: deliberazione 412/2014/R/efr);
- la deliberazione dell’Autorità 15 gennaio 2015, 3/2015/A e, in particolare, l’Allegato 1, recante “Quadro strategico per il quadriennio 2015-2018” (di seguito: Quadro strategico per il quadriennio 2015-2018);
- la deliberazione dell’Autorità 22 giugno 2015, 296/2015/R/com e, in particolare, l’Allegato A, recante “Testo integrato delle disposizioni dell’Autorità in merito agli obblighi di separazione (unbundling) funzionale per le imprese operanti nei settori dell’energia elettrica e del gas (TIUF)” (di seguito: TIUF);
- la deliberazione dell’Autorità 22 dicembre 2015, 646/2015/R/eel (di seguito: deliberazione 646/2015/R/eel);
- il Testo integrato della regolazione *output-based* dei servizi di distribuzione e misura dell’energia elettrica, per il periodo di regolazione 2016-2023 (TIQE), approvato con la deliberazione 646/2015/R/eel (di seguito: TIQE);
- la deliberazione dell’Autorità 23 dicembre 2015, 654/2015/R/eel e, in particolare, l’Allegato A, recante “Testo integrato delle disposizioni dell’Autorità per l’erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell’energia elettrica - disposizioni per il periodo 2016-2019 (TIT)” (di seguito: TIT);
- la Raccomandazione della Commissione europea del 9 marzo 2012 2012/148/UE sui preparativi per l’introduzione dei sistemi di misurazione intelligenti (di seguito Raccomandazione 148/2012);
- la Relazione della Commissione europea del 17 giugno 2014, COM(2014) 356, recante “Analisi comparativa dell’introduzione dei sistemi di misurazione intelligenti nell’UE-27 in particolare nel settore dell’elettricità”;
- il documento per la consultazione dell’Autorità 22 maggio 2014, 232/2014/R/eel (di seguito: documento per la consultazione 232/2014/R/eel);
- la memoria dell’Autorità 457/2014/I/com, recante il contributo dell’Autorità all’indagine conoscitiva dell’Autorità per le garanzie nelle comunicazioni (di seguito: AGCOM) sui servizi di comunicazione “*machine-to-machine*” (di seguito: servizi di comunicazione M2M) conclusasi con la deliberazione AGCOM n. 120/15/CONS;
- il documento “Strategia italiana per la Banda Ultra Larga” di marzo 2015, (di seguito: Strategia BUL) pubblicato dalla Presidenza del Consiglio dei Ministri;
- il documento per la consultazione dell’Autorità 23 aprile 2015, 186/2015/R/eel;
- il documento per la consultazione dell’Autorità 7 agosto 2015, 416/2015/R/eel (di seguito: documento per la consultazione 416/2015/R/eel);
- il documento per la consultazione dell’Autorità 17 novembre 2015, 544/2015/R/eel (di seguito: documento per la consultazione 544/2015/R/eel);
- la scheda di approfondimento in tema di sistemi di *smart metering* di seconda generazione, pubblicata sul sito internet dell’Autorità nel mese di novembre 2015 (di seguito: Scheda di approfondimento);

- i documenti utilizzati nel corso dell'incontro di approfondimento organizzato dall'Autorità il giorno 11 dicembre 2015, a Milano;
- la norma tecnica UNI/TS 11291 in materia di *smart metering* gas (di seguito: norma tecnica UNI/TS 11291);
- il disegno di legge recante “Legge annuale per il mercato e la concorrenza”, attualmente in corso di discussione in Parlamento (Atto Senato 2085).

CONSIDERATO CHE:

- l'Italia è stato uno dei primi Paesi europei a dotarsi, già nei primissimi anni 2000, di misuratori elettronici teleletti e telegestiti per la misura dell'energia elettrica prelevata dalla rete in bassa tensione e, nel caso di clienti con proprio impianto di produzione, per la misura dell'energia prodotta e immessa in rete, anticipando le indicazioni dell'Allegato 1, punto 2, della direttiva 72/2009;
- la telegestione dei misuratori di energia elettrica in bassa tensione ha consentito alcuni benefici ai clienti finali di energia elettrica, come la riduzione dei periodi di consumo fatturati in acconto, la possibilità di effettuare misure di chiusura del periodo contrattuale in caso di cambio del fornitore e l'introduzione di nuovi servizi come il “servizio minimo” assicurato per un certo periodo di tempo prima del distacco in caso di morosità;
- a fronte di tali benefici, l'introduzione della prima generazione di misuratori elettronici (di seguito: misuratori 1G) e dei relativi sistemi di *smart metering* 1G ha avuto come effetto, sul piano dei costi riconosciuti in tariffa, un iniziale aumento dei costi di capitale e una successiva significativa diminuzione dei costi operativi; e che la tariffa complessiva di misura, nel 2016, per i clienti in bassa tensione, in termini nominali, risulta inferiore rispetto al livello del 2004, facendo dunque segnare, tra il 2004 e il 2016, una consistente riduzione in termini reali;
- in attuazione di quanto previsto dalla legge 129/10 in tema di sistema informatico integrato per la gestione dei flussi informativi relativi ai mercati dell'energia elettrica e del gas, l'Autorità ha progressivamente ampliato il contenuto informativo del Sistema Informativo Integrato (di seguito: SII) per la gestione dei flussi informativi relativi ai mercati dell'energia elettrica e del gas naturale, includendo esplicitamente i dati di misura dei prelievi;
- la Commissione europea ha formulato la propria Raccomandazione 148/2012, rivolta agli Stati Membri, nella quale ha definito 10 requisiti funzionali minimi comuni per i sistemi di misurazione intelligenti nel settore dell'elettricità;
- il decreto legislativo 102/2014, con il quale è stata recepita, nell'ordinamento nazionale, la Direttiva 27/2012 in tema di efficienza energetica, include specifiche previsioni in tema di misurazione dell'energia elettrica;
- in particolare, in tema di sistemi di misurazione intelligenti di energia elettrica in bassa tensione di seconda generazione (di seguito anche richiamati come “sistemi di *smart metering* 2G”), l'articolo 9, comma 3, del decreto legislativo 102/2014 prevede, in particolare, che “*fatto salvo quanto già previsto dal decreto legislativo 1*

giugno 2011, n. 93 e nella prospettiva di un progressivo miglioramento delle prestazioni dei sistemi di misurazione intelligenti e dei contatori intelligenti, introdotti conformemente alle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE, al fine di renderli sempre più aderenti alle esigenze del cliente finale, l’Autorità per l’energia elettrica, il gas ed il sistema idrico, con uno o più provvedimenti da adottare entro ventiquattro mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto, tenuto conto dello standard internazionale IEC 62056 e della raccomandazione della Commissione europea 2012/148/UE, predispone le specifiche abilitanti dei sistemi di misurazione intelligenti, a cui le imprese distributrici in qualità di esercenti l’attività di misura sono tenute ad uniformarsi”;

- con il Quadro strategico per il quadriennio 2015-2018, l’Autorità ha incluso, tra le priorità strategiche per il 2016 (obiettivo strategico OS.7, priorità 7.b), anche la definizione dei requisiti funzionali dei misuratori di energia elettrica in bassa tensione di seconda generazione (di seguito richiamati come “misuratori 2G”);
- con la deliberazione 412/2014/R/efr, l’Autorità ha avviato il procedimento per la formazione di provvedimenti previsti dal decreto legislativo 102/2014, di competenza dell’Autorità, diversi da quelli in materia di regolazione del settore del teleriscaldamento e teleraffrescamento.

CONSIDERATO CHE:

- nell’ambito del procedimento avviato con la deliberazione 412/2014/R/efr, l’Autorità ha pubblicato, nel mese di agosto 2015, il documento per la consultazione 416/2015/R/eel, nel quale ha presentato i propri orientamenti in tema di requisiti funzionali minimi a cui i misuratori 2G e i sistemi di *smart metering* 2G dovranno essere conformi a livello nazionale, a prescindere dall’ambito di distribuzione;
- in particolare, l’Autorità ha indicato dieci criteri di progettazione “a prova di futuro” (*future proof*), così riassumibili:
 - A. minimizzazione delle esigenze di riprogrammazione di sistema;
 - B. massima indipendenza possibile da componenti hardware aggiuntive;
 - C. separazione delle risorse di comunicazione per la telegestione e per la messa a disposizione dei dati ai clienti e terze parti designate dai clienti;
 - D. interoperabilità con dispositivi di terze parti per la messa a disposizione dei dati a clienti e terze parti designate dai clienti;
 - E. intercambiabilità con sistemi di altri distributori di energia elettrica;
 - F. immunità in ambienti elettromagnetici perturbati;
 - G. multicanalità per la comunicazione e la messa a disposizione dei dati;
 - H. sicurezza informatica avanzata;
 - I. progressiva integrazione con i sistemi intelligenti di distribuzione;
 - J. minimizzazione dei vincoli di retrocompatibilità per la terza generazione
- inoltre, nel documento di consultazione 416/2015/R/eel, l’Autorità ha indicato 38 requisiti funzionali, accorpati in relazione alle seguenti dieci funzionalità di alto livello:
 1. registrazione di grandezze continue (energia, potenza, tensione);

2. registrazione di eventi (qualità del servizio, eventi contrattuali);
 3. acquisizione periodica delle grandezze registrate;
 4. telegestione e controllo del limitatore di potenza;
 5. configurabilità di alcuni parametri da parte dei venditori e parti designate;
 6. visualizzazione sul *display* locale;
 7. trasmissione dati al sistema di telegestione dell'impresa distributrice;
 8. messa a disposizione dei dati al consumatore o parti designate;
 9. gestione di allarmi;
 10. elevata raggiungibilità e riprogrammabilità dei misuratori da remoto;
- hanno partecipato alla consultazione, oltre all'AGCOM, 18 soggetti tra cui imprese distributrici e loro associazioni, gruppi verticalmente integrati, venditori di energia elettrica anche non appartenenti a gruppi integrati e loro associazioni, associazioni di consumatori, operatori di telecomunicazioni, costruttori e loro associazioni. I contributi scritti pervenuti da tali soggetti sono stati pubblicati sul sito internet dell'Autorità, al netto delle parti sottoposte a vincolo di riservatezza come richiesto dai singoli intervenuti;
 - sotto il profilo delle modalità di comunicazione necessarie per la telelettura e la telegestione dei misuratori 2G, la consultazione ha fatto emergere:
 - a. un generale consenso sull'utilizzo della comunicazione mediante la tecnologia PLC (*Power Line Carrier*) tra il singolo misuratore 2G e il concentratore 2G cui sono sottesi diversi misuratori, già utilizzata nella prima generazione e idonea a raggiungere la quasi totalità dei misuratori per i servizi di telelettura e telegestione;
 - b. alcuni problemi per quanto concerne la tempestività di messa a disposizione dei dati validati ai soggetti aventi titolo dei dati tramite tecnologia PLC (tali tempi sarebbero difficilmente comprimibili, mantenendo un livello altissimo di affidabilità, al di sotto di 30 ore);
 - c. alcune riserve per quanto concerne una possibile tecnologia complementare da utilizzare come riserva (*backup*) nei limitati casi in cui, per disturbi elettromagnetici condotti sulla banda di comunicazione PLC riservata dallo *European Committee for Electrotechnical Standardization* (di seguito: Cenelec) alle imprese di distribuzione (banda A), non sia possibile stabilire in modo efficace la comunicazione tra il misuratore 2G e il suo concentratore; a tale scopo, infatti, la comunicazione tramite radiofrequenza 169 MHz (di seguito: RF 169), tecnologia utilizzata per lo *smart metering* gas, non avrebbe la capacità di supportare messaggi più complessi rispetto a quelli in uso nel settore gas, quali quelli necessari alla telegestione dei misuratori di energia elettrica; occorrerebbe inoltre addivenire alla definizione di chiare regole di utilizzo dei canali non licenziati disponibili in RF 169, con lo scopo di ridurre le eventuali interferenze di comunicazione in presenza di servizi diversi (gas, acqua, teleriscaldamento, raccolta rifiuti urbani, altri servizi di pubblica utilità) comunicanti sulla stessa frequenza radio, con conseguente degrado delle rispettive prestazioni;
 - d. le opportunità tecnologiche derivanti, da un lato, da nuove tecnologie *wireless* su rete pubblica, a basso costo ed elevate prestazioni, dedicate ai servizi di

- comunicazione M2M, come la telelettura e telegestione dei misuratori, che saranno disponibili nei prossimi anni e potrebbero essere utilizzate anche nel settore dello *smart metering* elettrico e, dall'altro lato, derivanti dalla disponibilità, anch'essa nei prossimi anni, di soluzioni di schede SIM (*Subscriber Identity Module*) configurabili da remoto (c.d. e-SIM) che consentono il cambio di operatore dei servizi di telecomunicazione da remoto senza richiedere la sostituzione fisica della scheda SIM stessa, in modo da assicurare una più effettiva concorrenza tra operatori di telecomunicazione;
- sotto il profilo della messa a disposizione dei dati rilevati dai misuratori ai clienti, ai venditori di energia elettrica e ad altre parti designate dal cliente finale (es. aggregatori, società di servizi energetici o *energy service companies* o E.S.Co.), la consultazione ha fatto emergere:
 - a. un generale consenso in merito all'esigenza di disporre di un canale di comunicazione dedicato tra misuratore 2G e cliente finale per la messa a disposizione dei dati istantanei, ancorché non validati;
 - b. la sostanziale condivisione della soluzione basata su tecnologia PLC con utilizzo del canale separato in banda C (banda riservata dal Cenelec per usi di comunicazione degli utenti) e protocollo aperto, come era stato proposto dall'Autorità a partire dal documento per la consultazione 232/2014/R/eel;
 - c. osservazioni critiche da parte di alcune imprese distributrici sull'orientamento dell'Autorità di attuare il criterio di multicanalità tramite una porta fisica sul misuratore, in ragione dei rischi di vulnerabilità che determinerebbe per il misuratore e dell'incremento del consumo energetico del misuratore a carico del distributore;
 - d. la possibilità, indicata da alcuni soggetti partecipanti alla consultazione come possibile alternativa alla proposta di cui al precedente alinea, di utilizzare, allo stesso scopo, la "porta ottica" (c.d. interfaccia Zvei) già presente sui misuratori 1G ma attualmente utilizzabile solo dall'impresa distributtrice per attività di manutenzione locale del misuratore;
 - e. la rilevanza, qualsiasi sia la soluzione tecnologica adottata, della definizione di un protocollo di comunicazione realmente aperto e condiviso che permetta a tutte le parti interessate di sviluppare dispositivi, e relativi servizi, in grado di colloquiare in modo efficace con il misuratore 2G ai fini della disponibilità al cliente finale delle misure in modo quasi istantaneo, sebbene tali misure non siano validate;
 - in relazione ai processi commerciali innovativi che i nuovi sistemi di *smart metering* 2G potrebbero supportare, le principali osservazioni emerse dalla consultazione riguardano:
 - a. la rilevanza del processo di validazione dei dati, attività attualmente svolta dall'impresa distributtrice in qualità di operatore in esclusiva del servizio di misura, dal momento che non è possibile instaurare servizi commerciali "a valore aggiunto" basati sulla disponibilità delle misure in assenza di validazione delle stesse;

- b. l'importanza della tempestività di messa a disposizione dei dati validati al fine dell'efficace svolgimento di alcuni processi commerciali innovativi, in particolare quelli che richiedono l'attivazione della domanda in tempi ristretti, allo scopo di evitare riconciliazioni a posteriori che possono minare la fiducia dei consumatori;
- c. in tema di possibili contratti con "prepagamento", la generale opposizione dei venditori all'ipotesi di calcolo del credito residuo a bordo dei nuovi misuratori 2G, in quanto tale ipotesi richiederebbe che le imprese distributrici acquisiscano dai venditori i parametri di prezzo delle diverse offerte per trasferirli sui misuratori;
- alcune osservazioni, provenienti in particolare dai venditori, in merito ai profili della riservatezza dei dati commerciali in relazione alla visualizzazione degli stessi sui *display* dei misuratori, dal momento che molti misuratori sono collocati in locali vani accessibili a terzi;
- altre osservazioni, provenienti da distributori o da gruppi verticalmente integrati, in merito ai benefici che l'integrazione tra misuratori 2G e sistemi intelligenti di distribuzione (*smart distribution system*) e all'importanza dell'architettura con concentratore, in quanto tale elemento può costituire uno snodo essenziale per l'estensione alle reti di bassa tensione di logiche innovative che sono attualmente in corso di diffusione sulle reti di media tensione. A tale scopo, alcuni soggetti partecipanti alla consultazione hanno sottolineato l'opportunità di valutare un collegamento del misuratore con i servizi di telecomunicazione in fibra ottica a banda larga/ultralarga, che si andranno sviluppando a seguito dell'iniziativa promossa dal Governo con la Strategia BUL, perché questo permetterebbe in un prossimo futuro di abilitare alcuni servizi aggiuntivi con funzionamento in tempo reale (es. servizi di flessibilità basati su *demand response*) e di validazione dei dati anche su base continua.

CONSIDERATO CHE:

- con la memoria 457/2014/I/com, l'Autorità ha fornito il proprio contributo all'indagine conoscitiva AGCOM sui servizi di comunicazione M2M; a seguito della conclusione di tale indagine conoscitiva, l'Autorità e AGCOM hanno stipulato un Protocollo di collaborazione tecnica in merito alle tematiche di interesse comune riguardanti i servizi di comunicazione M2M nell'ambito delle applicazioni di *Smart Metering* e *Smart Distribution System*, nonché la partecipazione dell'Autorità al Comitato permanente sui servizi di comunicazione M2M costituito da AGCOM, con delibera 459/15/CONS, del 28 luglio 2015, in cui sono coinvolti i principali attori interessati (pubblici e privati);
- il documento conclusivo dell'indagine conoscitiva sui servizi di comunicazione M2M condotta da AGCOM delinea, tra l'altro, gli sviluppi della modalità di comunicazione definita "*cellular IoT*", adatta per la connettività punto-punto di oggetti fissi tramite reti pubbliche di telecomunicazione radiomobile;

- AGCOM ha fornito il proprio contributo alla consultazione 416/2015/R/eel dell’Autorità e lo ha pubblicato sul proprio sito internet;
- gli uffici dell’Autorità, in collaborazione con gli uffici di AGCOM, hanno invitato i soggetti interessati a partecipare a un incontro di approfondimento, tenuto il giorno 11 dicembre 2015 a Milano, sulla base della Scheda di approfondimento riportante la sintesi delle principali osservazioni pervenute in esito alla pubblicazione del documento per la consultazione 416/2015/R/eel;
- hanno partecipato, a tale incontro di approfondimento, imprese distributrici e loro associazioni, venditori e loro associazioni, operatori di telecomunicazione ed esperti di università e di associazioni tecniche; a seguito dell’incontro di approfondimento sono state ricevute ulteriori osservazioni scritte;
- alcuni soggetti hanno sottolineato gli aspetti di retrocompatibilità con il sistema 1G e, in particolare i soggetti esercenti l’attività di vendita, le potenziali difficoltà a gestire simultaneamente alcuni misuratori 1G e alcuni misuratori 2G con i rispettivi livelli di servizio;
- dalla discussione e dalle osservazioni ricevute emerge, inoltre, che:
 - a. le tecnologie di comunicazione a banda stretta dedicate ai servizi di comunicazione M2M sono assai promettenti, in termini sia di efficienza (per riduzione dei costi) che di efficacia (per maggiore capacità di propagazione in ambienti chiusi anche sotterranei), rispetto ai servizi di telecomunicazione radiomobile di attuale generazione;
 - b. tuttavia, tali tecnologie sono tuttora in fase di standardizzazione e allo stato non possono essere ritenute sufficientemente mature né assicurare adeguata copertura del territorio senza sperimentazione in campo di adeguata scala per testare le diverse condizioni operative in caso di applicazione allo *smart metering* nei diversi settori di interesse dell’Autorità, inclusi i servizi idrici e il teleriscaldamento/teleraffrescamento;
- a tale proposito, con la deliberazione 646/2015/R/eel, l’Autorità ha definito la regolazione incentivante di tipo *output-based* dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura per il periodo regolatorio 2016-2023. In particolare, l’articolo 135 del TIQE prevede che l’Autorità possa dare luogo a sperimentazioni, in aree urbane densamente popolate, di sistemi intelligenti di distribuzione (*smart distribution system*) con funzionalità innovative sulla rete di bassa tensione che consentano la gestione avanzata dei misuratori, in integrazione con tecnologie di comunicazione avanzate e con la sperimentazione di soluzioni di telegestione multiservizio;
- da ultimo, si sono svolti incontri tecnici tra il Collegio dell’Autorità e delegazioni delle società Telecom Italia S.p.a. e Olivetti S.p.a. (in data 16 febbraio 2016) e della società Fastweb S.p.a. (in data 24 febbraio 2016), su richiesta delle medesime società, in merito agli sviluppi delle tecnologie di comunicazione che esse ritengono più idonee per interfacciare i misuratori 2G con i dispositivi nelle abitazioni in grado di supportare il cosiddetto paradigma *IoT (Internet of Things)* e utili a migliorare l’impronta energetica o *energy footprint*, del cliente di energia elettrica in bassa tensione; da tali incontri e da successive verifiche è emerso che:

- a. la tecnologia radiomobile a banda stretta, pur essendo promettente per applicazioni future di *smart metering*, non costituisce, allo stato, una possibile alternativa, in quanto il processo di standardizzazione è tuttora in corso; inoltre, deve ancora essere verificata in campo la effettiva propagazione in ambienti sotterranei, nei quali sono oggi installati oltre la metà dei misuratori, dal momento che a oggi sono disponibili solo simulazioni e non misure effettive;
- b. la tecnologia PLC, grazie al progressivo miglioramento dovuto anche all'estensione delle esperienze di *smart metering* elettrico di cui l'Italia ha avuto una posizione pionieristica, è venuta ad assumere caratteri di elevata affidabilità rispetto a un decennio fa, quanto a qualità del segnale e integrità di trasmissione dati;
- c. oltre alla citata tecnologia "*cellular IoT*" in corso di sviluppo, esistono altre tecnologie *wireless* su banda non licenziata, nonché ulteriori soluzioni *wired*, che potrebbero emergere come valide alternative alla medesima;
- d. infine, i problemi di vulnerabilità di eventuali connettori fisici presenti sul misuratore possono essere risolti con un'accresciuta progettazione tecnica.

CONSIDERATO CHE:

- l'articolo 9, comma 3, del decreto legislativo 102/2014 prevede che l'Autorità tenga conto dello standard internazionale IEC 62056 nel predisporre le specifiche abilitanti; a tal fine, l'Autorità ha sviluppato specifiche considerazioni nell'Appendice II al documento per la consultazione 416/2015/R/eel;
- le osservazioni ricevute su tale aspetto tecnico sono di diverso avviso e non consentono, al momento, una decisione univoca;
- in particolare, per quanto riguarda la banda C del Cenelec per le comunicazioni tramite PLC, un protocollo standard Cenelec non è ancora disponibile e l'Autorità ha invitato il Comitato elettrotecnico italiano (di seguito: CEI) ad avviare lavori normativi in tal senso;
- la versione europea dello standard internazionale IEC 62056 è attualmente in corso di approvazione (riferimento FprEN 62056-7-5:2015);
- inoltre, risulta cruciale la garanzia della condizione di intercambiabilità tra imprese distributrici dei sistemi di *smart metering* 2G, in vista del riassetto dell'attività di distribuzione che dovrebbe intervenire entro il 2030, per effetto delle disposizioni di cui all'articolo 9, comma 2, del decreto legislativo 79/1999; e che ciò impone uno standard unificato a livello nazionale.

CONSIDERATO CHE:

- il TIT disciplina la vita utile utilizzata a fini regolatori dei misuratori elettronici di energia elettrica in bassa tensione, pari a 15 anni;
- dalle informazioni fornite dalle imprese distributrici all'Autorità risulta che i primi misuratori elettronici di energia elettrica in bassa tensione sono presenti nella base di

- capitale riconosciuto a fini regolatori (RAB) a decorrere dall'anno 2002 e pertanto, al completamento della vita utile regolatoria dei misuratori, alcune imprese distributrici potrebbero progressivamente procedere alla loro sostituzione;
- il DM 60/2015 prevede che per i misuratori elettronici di energia elettrica in bassa tensione, installati dopo il recepimento della direttiva MID, avvenuto con il decreto legislativo 22/2007, la verifica periodica debba avvenire ogni 15 anni;
 - nel documento per la consultazione 544/2015/R/eel, l'Autorità:
 - a. ha indicato l'intendimento di esaminare le possibili scelte regolatorie per incentivare i distributori ad adottare la strategia migliore di sostituzione con l'obiettivo di bilanciare correttamente le esigenze di minimizzazione del costo complessivo di sostituzione con le considerazioni relative agli ampi benefici che il sistema elettrico può trarre dalla tempestiva disponibilità di un parco misuratori rinnovato, anche in maniera graduale, sull'utenza con sistema di *metering* 2G;
 - b. ha espresso l'orientamento a considerare possibili forme di sperimentazione di riconoscimento dei costi relativi ai sistemi di *smart metering* 2G con un approccio orientato all'*output*, anche basato su forme di controllo complessivo della spesa (approccio *Totex*), sulla base di un piano dettagliato presentato dall'impresa distributtrice interessata e approvato *ex-ante* dall'Autorità, in modo da fornire un incentivo alla minimizzazione del costo complessivo;
 - c. ha confermato l'obiettivo di completare le valutazioni costi/benefici dei misuratori 2G e dei relativi sistemi di *smart metering* 2G e delle relative funzionalità entro le tempistiche previste dall'articolo 9, comma 3, del decreto legislativo 102/2014, pur dovendo scontare le rilevanti complessità del progetto di regolazione che derivano dalla presenza di una pluralità di soggetti e portatori di interesse e responsabilità;
 - d. sul piano del riconoscimento dei costi di capitale, in un'ottica di rendere più stabili i livelli tariffari, ha espresso l'intenzione di valutare l'ipotesi di prevedere il riconoscimento di rate costanti a copertura di ammortamento e remunerazione del capitale per la durata di vita utile del cespite, calcolate secondo logiche finanziarie, in luogo dell'approccio di norma utilizzato che prevede il riconoscimento di rate decrescenti
 - tra i soggetti che sono intervenuti in tale consultazione, solo Enel S.p.a. ha commentato tali aspetti in modo esplicito, evidenziando alcune criticità in relazione a tali orientamenti:
 - a. la potenziale applicazione dell'approccio *Totex* in via sperimentale su investimenti rilevanti che, a parere della stessa società, non sarebbe coerente con il tempo minimo indispensabile per il confronto e la condivisione degli aspetti metodologici e operativi della nuova logica;
 - b. anche per i misuratori 2G occorrerebbe ricorrere, come già fatto in occasione della sostituzione dei gruppi di misura elettromeccanici, a meccanismi di integrazione dei ricavi a fronte della sostituzione anticipata dei misuratori rispetto al termine della vita utile, in virtù del salto tecnologico e dei consistenti benefici apportati al sistema;

- c. la tempistica limite, fissata dal decreto legislativo 102/2014, non risulterebbe coerente con le necessità tecnico-gestionali degli operatori, che necessitano di un tempo minimo per la predisposizione di un progetto di così ampia portata, sia economica che industriale, nonché foriero di rilevanti opportunità per l'intero Paese sotto il profilo dell'innovazione;
 - d. la proposta di prevedere il riconoscimento dei costi a rate costanti in luogo dell'approccio vigente di riconoscimento a rate decrescenti non sarebbe coerente con il profilo temporale dei costi sostenuti dalle imprese.
- in risposta a una richiesta di informazione degli Uffici dell'Autorità, Enel ha quantificato le potenziali sinergie derivanti dalla contestualità tra la sostituzione dei misuratori e l'eventuale posa di fibra ottica nel quadro dell'attuazione della Strategia BUL; tali sinergie risultano, peraltro, di modesta entità, in quanto limitate alla condivisione di mezzi logistici e di risorse gestionali di struttura.

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- sono in corso le sperimentazioni di telegestione multiservizio avviate dall'Autorità a seguito della deliberazione 393/2013/R/gas e basate sulla condivisione di una infrastruttura di comunicazione basata sulla tecnologia di comunicazione RF 169, con il protocollo di comunicazione specifico dalla norma tecnica UNI/TS 11291;
- alcune osservazioni, pervenute in esito alla pubblicazione del documento per la consultazione 416/2015/R/eel, hanno evidenziato la necessità di opportune forme di coordinamento nell'utilizzo di tali frequenze non licenziate;
- tale aspetto è stato, da ultimo, anche discusso in occasione della prima riunione del Comitato M2M, istituito dall'AGCOM con deliberazione 459/15/CONS, a cui partecipa anche l'Autorità;
- la tecnologia di comunicazione RF 169 permette, peraltro, l'effettuazione tempestiva di comunicazioni spontanee attivate dal singolo misuratore a seguito di eventi registrati dal misuratore medesimo, mentre la tecnologia PLC non consente altrettanta tempestività in relazione alla configurazione *master-slave* tra concentratore e misuratore, adatta invece per una telegestione e telelettura massiva.

CONSIDERATO, INFINE, CHE:

- la direttiva 1535/2015 (che ha codificato, senza innovazioni, la legislazione europea preesistente, e recepita in Italia con la legge 317/86) prevede, all'articolo 5, che gli Stati membri comunichino preliminarmente alla Commissione europea, tra l'altro, ogni specificazione tecnica o regola tecnica, ai sensi dell'articolo 1, comma 1, lettere c), f) e g) della medesima direttiva, al fine di consentire, alla Commissione e agli altri Stati membri, di esaminare tali regole e accertarne la compatibilità con il diritto dell'Unione europea e i principi della libera circolazione di beni e servizi;
- l'articolo 6 della medesima direttiva 1535/2015 dispone, inoltre, che l'obbligo di notifica, di cui al precedente punto, comporti il rinvio dell'adozione del progetto di

regola tecnica di tre mesi, a decorrere dalla data in cui la Commissione ha ricevuto la comunicazione (c.d. *stand-still*).

RITENUTO CHE:

- sia opportuno, alla luce delle consultazioni e degli approfondimenti tecnici effettuati, definire i requisiti funzionali o specifiche abilitanti della versione immediatamente disponibile dei misuratori elettronici di energia elettrica in bassa tensione 2G (di seguito: versione 2.0), in attuazione dell'articolo 9, comma 3, del decreto legislativo 102/2014;
- tali requisiti funzionali siano pienamente rispondenti alla Raccomandazione 148/2012;
- sulla base delle potestà conferite all'Autorità dalla legge 481/1995, in particolare dall'articolo 2, comma 12, lettera h), che prevede, tra le funzioni dell'Autorità, la determinazione di standard di qualità generali e specifici, sia, altresì, opportuno definire i livelli attesi di *performance* dei sistemi *smart metering* 2G, in coerenza con il previsto sviluppo del SII; infatti, dalla consultazione è emerso, con chiarezza, che la determinazione dei requisiti funzionali dei soli misuratori 2G non garantisce il dispiegamento dei benefici che in larga parte dipendono dal relativo sistema di *smart metering* 2G nella sua interezza; in particolare, i benefici derivanti dai sistemi di *smart metering* 2G, relativi all'intera "catena di misura" (dal misuratore 2G al Sistema informativo integrato) riguardano da subito:
 - a. l'eliminazione delle c.d. "code di fatturazione", ovvero di brevi periodi inframensili di consumo fatturati in acconto su basi stimate, in quanto i sistemi di *smart metering* 1G consentono solo l'acquisizione di letture riferite all'ultimo giorno del mese mentre il ciclo di fatturazione dei venditori può riferirsi a qualsiasi periodo mensile;
 - b. l'abbattimento delle rettifiche di fatturazione in virtù dell'eliminazione delle fatture di conguaglio;
 - c. il superamento dei limiti derivanti dal *load profiling*, dal momento che, disponendo di letture quortorarie, tutti i punti di prelievo e immissione potrebbero essere soggetti al trattamento orario ai fini del *settlement*;
 - d. la ridefinizione di una procedura di *switching* con possibilità di definire efficientemente anche subentri nel corso del mese e non solo dall'inizio del mese successivo con precisa attribuzione delle partite fisiche ed economiche, particolarmente rilevante nella prospettiva di cessazione del servizio di maggior tutela e di avvio del servizio universale prevedibilmente più oneroso, fermo restando che, sul tema, il legislatore sta attualmente intervenendo nell'ambito di quanto previsto dal disegno di legge identificato come Atto Senato n. 2085 recante "legge annuale per il mercato e la concorrenza";
 - e. l'introduzione di nuove forme di prepagamento della fornitura elettrica, delineate dall'Autorità e definite dal mercato, per le quali dovranno, comunque, essere assunte determinazioni regolatorie prodromiche;

- f. il miglioramento dell'esposizione finanziaria dei venditori nei confronti delle imprese distributrici e di Terna, grazie alla maggiore frequenza di disponibilità dei dati di consumo;
- g. l'azzeramento degli oneri finanziari dovuti al "conguaglio *load profiling*" in virtù dei profili orari di consumo per tutti i clienti finali;
- h. in prospettiva, la partecipazione al mercato dei servizi di dispacciamento da parte dei clienti finali, passivi e attivi, connessi in bassa tensione, attraverso opportuni prodotti di *demand response*, grazie alla validazione delle misure di prelievo sul periodo rilevante ai fini di tale mercato sia per quanto concerne i prelievi che le immissioni (quarto d'ora);
- sia opportuno che i livelli attesi di *performance*, di cui al punto precedente, siano assicurati, per quanto concerne la telelettura massiva in caso di architettura con concentratori, al completamento di ogni micro-area sottesa a un concentratore 2G o a un aggregato di queste territorialmente significativo (es.: il Comune o, nei casi di Comuni maggiori, il codice di avviamento postale), per evitare che i benefici attesi si manifestino solo al termine della sostituzione del parco misuratori a livello nazionale;
- sia opportuno prevedere, oltre ai livelli attesi di *performance* per la telegestione e la telelettura massiva, anche quelli per la segnalazione spontanea del singolo misuratore 2G a seguito di evento registrato dal misuratore stesso, in quanto tale prestazione può consentire lo sviluppo di servizi commerciali innovativi;
- sia opportuno prevedere che, in ogni caso, l'introduzione dei sistemi di misurazione 2G non possa costituire pregiudizio per la regolarità e l'efficienza dei processi di acquisizione dei dati di misura dai misuratori 1G fintanto che questi rimangono in esercizio.

RITENUTO CHE:

- alla luce delle informazioni raccolte attraverso le diverse fasi di sviluppo del procedimento, ivi incluse le occasioni di approfondimento e di incontro con soggetti specializzati già richiamate, sia opportuno prevedere modalità per l'evoluzione funzionale incrementale dei misuratori 2G, in particolare per quanto concerne gli sviluppi delle tecnologie di comunicazione idonee sia per aumentare la resilienza alle interferenze nell'interfaccia tra i misuratori 2G e i dispositivi nelle abitazioni utili a migliorare l'impronta energetica o *energy footprint*, del cliente di energia elettrica in bassa tensione, sia per assicurare comunicazioni tempestive per servizi commerciali innovativi, ma anche per la possibilità emergente di caratterizzare i misuratori con la capacità di interrompere, in sicurezza, l'erogazione di energia elettrica in caso di superamento della potenza disponibile, senza necessità di apertura dell'interruttore magnetotermico e suo conseguente riarmo;
- sia, pertanto, opportuno delineare, fin dal presente provvedimento, in modo tecnologicamente neutrale, la possibilità di una versione successiva del misuratore 2G (di seguito: versione 2.1), dotata di un canale aggiuntivo di comunicazione utilizzabile sia per la trasmissione delle misure a dispositivi del cliente, in

particolare per affrontare le incertezze gravanti sulla effettiva resilienza del canale di comunicazione PLC (banda C del Cenelec) alle interferenze qualora tale tecnologia sia quella utilizzata sia per la comunicazione fra misuratore e sistema centrale dell'impresa distributrice;

- sia opportuno prevedere che anche i livelli di *performance* attesi possano essere rivisti qualora il suddetto canale aggiuntivo di comunicazione della versione 2.1 sia effettivamente realizzato;
- sia, inoltre, opportuno, a fini di certezza per le imprese distributrici, prevedere che venga effettuata una verifica dello sviluppo delle suddette tecnologie di comunicazione, in termini di disponibilità, affidabilità, costo e concorrenzialità, allo scopo di valutare l'eventuale necessità di aggiornamento delle specifiche funzionali abilitanti la versione 2.1.

RITENUTO CHE:

- l'eventuale utilizzo, da parte delle imprese distributrici di energia elettrica, della tecnologia di comunicazione RF 169, qualora impiegata per rispettare il requisito di multicanalità, di cui all'Allegato A, R-5.01, debba essere limitato all'acquisizione di dati di misura dell'energia elettrica;
- sia opportuno rinviare la valutazione delle possibilità che le imprese distributrici di energia elettrica possano utilizzare la suddetta tecnologia di comunicazione RF 169 per fornire servizi di acquisizione delle misure gas o di altri servizi di pubblica utilità, allo scopo di effettuare verifiche sia di natura tecnica sia di natura concorrenziale.

RITENUTO CHE:

- data la complessità dei benefici di sistema sopra qualitativamente delineati, sia solo possibile una prima valutazione, entro la scadenza prevista dall'articolo 9, comma 3, del decreto legislativo 102/2014, dei benefici derivanti dalla introduzione di sistemi di *smart metering* 2G, oltre a quella qualitativa alla base del precedente provvedimento;
- sia opportuno considerare, nell'analisi dei benefici, anche quelli derivanti dalla "apertura" del misuratore rispetto a dispositivi esterni realizzati da terze parti (condizione di interoperabilità), con particolare riferimento a:
 - a. benefici di risparmio energetico dovuto alla maggiore consapevolezza del consumatore grazie alla visualizzazione dei propri consumi e a confronti con i consumi di altri clienti tipo;
 - b. benefici di risparmio economico derivanti dallo spostamento di consumi ad orari con prezzi inferiori (*load shifting*), in particolare nel momento in cui vengano superati i richiamati limiti derivanti dal *load profiling* (grazie ad offerte commerciali innovative basate su prezzi orari)
- sia necessario, altresì, approfondire, ai fini dell'analisi dei benefici, le stime relative alla domanda potenziale dei servizi innovativi (sia di tipo commerciale con utilizzo

di dati validati sia di tipo informativo con utilizzo di dati non validati), dal momento che, allo stato, tale stima della domanda dei servizi innovativi è ancora affetta da elevate incertezze che renderebbero non utilizzabili in modo prudente le stime dei benefici;

- allo scopo di future analisi dei benefici e della sopra richiamata verifica dello sviluppo delle tecnologie di comunicazione, possano essere anche utilmente impiegate le sperimentazioni in aree urbane densamente popolate, previste dall'articolo 135 del TIQE, in cui includere soluzioni avanzate di comunicazione, allo scopo avvalendosi anche della collaborazione avviata con AGCOM sul tema dei servizi di comunicazione M2M.

RITENUTO, INOLTRE, CHE:

- sia opportuno affidare al CEI la definizione di un protocollo standard per la comunicazione tra misuratore 2G e dispositivi del cliente finale in condizione di interoperabilità, tenendo conto dello standard europeo EN 62056-7-5 in corso di approvazione, nonché la verifica delle condizioni di intercambiabilità dei sistemi di *smart metering* 2G in caso di cambio della concessione tra gestori di rete;
- sia opportuno rinviare a successive fasi di consultazione, in vista di definire entro il corrente anno:
 - a. le modalità di riconoscimento dei costi dei sistemi di *smart metering* 2G, ferma restando la non riconoscibilità di costi connessi all'eventuale anticipata dismissione di misuratori 1G, ove effettuata volontariamente dal distributore;
 - b. i meccanismi incentivanti, basati su logiche premio/penalità, in relazione al raggiungimento dei livelli attesi di *performance* dei sistemi *smart metering* 2G;
 - c. le regole per la comunicazione ai venditori dell'avvio della possibilità di configurare i misuratori 2G in caso di installazione massiva;
 - d. il trattamento regolatorio di eventuali sinergie derivanti dalla contestualità tra sostituzione dei misuratori e posa di fibra ottica nel quadro dell'attuazione della Strategia BUL;
- per quanto concerne l'applicazione degli obblighi in tema di separazione del marchio e delle politiche di comunicazione, di cui all'articolo 17 del TIUF, sia opportuno prevedere che i misuratori 2G debbano risultare conformi, al momento dell'installazione, a tali obblighi per quanto concerne il marchio o logo dell'impresa distributrice, qualora presente sul misuratore stesso.

RITENUTO, INFINE, CHE:

- sia necessario procedere, ai sensi della direttiva 1535/2015, con la notifica del presente provvedimento alla Commissione europea, secondo le modalità previste dall'articolo 2, comma 5, della legge 317/86, in considerazione del fatto che le prescrizioni oggetto di esso sono qualificabili alla stregua di specificazioni tecniche che definiscono le caratteristiche richieste di un prodotto;

- sia conseguentemente necessario adottare il presente provvedimento con immediata entrata in vigore, prevedendone al contempo l'efficacia solo al termine dell'intero periodo di *stand-still* previsto dall'articolo 6, comma 1, della direttiva 1535/2015, in esito al quale confermare il contenuto del presente provvedimento, ovvero recepire eventuali osservazioni da parte della Commissione europea ovvero degli altri Stati membri; a tal fine, sia necessario inviarlo, per la sua notifica alla Commissione Europea, al competente ufficio del Ministero dello Sviluppo Economico, corredato della documentazione individuata dall'articolo 5, comma 2 bis, della legge 317/1986

DELIBERA

1. di approvare l'Allegato A, che forma parte integrante e sostanziale del presente provvedimento, contenente i requisiti funzionali o specifiche abilitanti, della versione immediatamente disponibile o versione 2.0 del misuratore di energia elettrica in bassa tensione di seconda generazione (misure 2G), ai sensi dell'articolo 9, comma 3, del decreto legislativo 102/14;
2. di approvare l'Allegato B, che forma parte integrante e sostanziale del presente provvedimento, contenente i livelli attesi di *performance* dei sistemi di *smart metering* di seconda generazione (sistemi di misurazione 2G), ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettera h), della legge 481/95;
3. di prevedere che, in ogni caso, l'introduzione dei sistemi di misurazione 2G non possa costituire pregiudizio per la regolarità e l'efficienza dei processi di acquisizione dei dati di misura dai misuratori 1G fintanto che i medesimi sono in esercizio;
4. di prevedere che i misuratori 2G debbano risultare conformi, al momento dell'installazione, alle norme di cui all'articolo 17 del TIUF in merito al marchio o logo dell'impresa distributrice, qualora presente sul misuratore stesso;
5. 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;
6. di prevedere, previa consultazione, la definizione, entro il 2016, di meccanismi incentivanti di riconoscimento dei costi connessi alla sostituzione dei misuratori e apparati di prima generazione con nuovi sistemi conformi agli Allegati A e B, con l'obiettivo primario di garantire il tempestivo, effettivo e progressivo dispiegamento dei benefici connessi ai sistemi di *smart metering* 2G, nonché delle regole per la comunicazione ai venditori dell'avvio della possibilità di configurare i misuratori 2G in caso di installazione massiva;

7. di prevedere che gli effetti del presente provvedimento, che entra in vigore dalla data della sua pubblicazione, decorrano al termine dell'intero periodo di *stand-still* previsto dall'articolo 6, comma 1, della direttiva 1535/2015, a seguito dell'avvenuta notifica dello stesso alla Commissione europea, ai sensi della direttiva 1535/2015;
8. di prevedere che questo Collegio valuti, anche con la collaborazione dell'Autorità per le Garanzie nelle Comunicazioni, la effettiva disponibilità di soluzioni tecnologiche standardizzate, che consentano di definire funzionalità incrementali sulla base di quanto delineato nell'Allegato C, per misuratori da installare successivamente alla definizione delle specifiche funzionali abilitanti la versione 2.1;
9. di dare mandato al Direttore della Direzione Mercati e al Direttore della Direzione Infrastrutture, Unbundling e Certificazione dell'Autorità per le azioni a seguire, ivi inclusi la comunicazione, al competente ufficio del Ministero dello Sviluppo Economico, del presente provvedimento e della documentazione richiesta ai fini della notifica urgente di cui al precedente punto 7 e i conseguenti atti necessari;
10. di trasmettere il presente provvedimento al Comitato Elettrotecnico Italiano e all'Autorità per le Garanzie nelle Comunicazioni;
11. di pubblicare il presente provvedimento sul sito internet dell'Autorità www.autorita.energia.it.

8 marzo 2016

IL PRESIDENTE
Guido Bortoni

FUNZIONALITÀ CHE DEVONO ESSERE ASSICURATE DAI SISTEMI DI SMART METERING DI SECONDA GENERAZIONE (ENERGIA ELETTRICA, BT)

Indice

Versione 2.0

0. Gestione del tempo

[R-0.01] Orologio e calendario

[R-0.02] Fasce orarie

[R-0.03] *Freezing*

1. Misure continue e registri di energia e di potenza

[R-1.01] Misure di energia

[R-1.02] Misure di potenza

[R-1.03] Registri di energia (per visualizzazione su display e trasferimento a dispositivi)

[R-1.04] Registri di potenza (per visualizzazione su display e trasferimento a dispositivi)

2. Rilevazione e registrazione di indici di qualità della tensione

[R-2.01] Tensione efficace

[R-2.02] Interruzioni

3. Gestione di informazioni contrattuali e registrazione di eventi

[R-3.01] Memorizzazione di informazioni contrattuali

[R-3.02] Memorizzazione di informazioni relative all'autenticazione dei dispositivi

[R-3.03] Eventi di intervento del limitatore di potenza

[R-3.04] Funzionamento del limitatore di potenza

4. Visualizzazione su display

[R-4.01] Visualizzazione informazioni e registri sul display (standard)

[R-4.02] Visualizzazione informazioni personalizzate (configurabili e riservabili)

[R-4.03] Visualizzazione curve orarie di energia

5. Acquisizione remota delle misure e dei registri (“chain 1”)

[R-5.01] Canali per “chain 1” (telelettura/telegestione)

[R-5.02] Misure di sicurezza per i canali della “chain 1”

[R-5.03] Telettura e acquisizione di stato del misuratore

[R-5.04] Telegestione

6. Trasmissione a dispositivi delle misure e dei registri (“chain 2”)

[R-6.01] Canali per “chain 2” (trasmissione istantanea dati a dispositivi esterni)

[R-6.02] Misure di sicurezza per i canali della “chain 2”

[R-6.03] Interfaccia con il dispositivo utente

[R-6.04] Retrocompatibilità con dispositivi esterni della prima generazione

VERSIONE 2.0

0. GESTIONE DEL TEMPO

[R-0.01] Orologio e calendario

- Risoluzione al secondo con deriva massima mensile conforme alla norma IEC 62054-21
- Calendario con gestione di giorni della settimana, feriali e festivi, festivi infrasettimanali, incluso il Santo Patrono, 5 ulteriori giorni festivi *dummy*

[R-0.02] Fasce orarie

- 6 fasce di prezzo multiorarie F1-F6 configurabili dal venditore in modo tale da poter assegnare una qualunque delle 6 fasce ad un massimo di dieci intervalli temporali in ciascun giorno della settimana

Nota 1: la programmazione delle fasce orarie deve poter basarsi sulle caratteristiche dei giorni con riferimento al requisito R-0.01 e alle 24 ore del giorno

[R-0.03] Freezing

- Mantenimento per sei periodi di *freezing* dei seguenti registri:
 - registri di energia attiva prelevata e immessa, reattiva induttiva prelevata e immessa
 - registri di potenza attiva media quartoraria, prelevata e immessa
 - Codice Cliente, Nome commerciale del venditore, Data di inizio del contratto con il venditore.
- Il periodo di *freezing*, salvo eventi contrattuali, ha durata mensile e può iniziare in uno qualunque dei giorni del mese alle 00:00.
- Il giorno di inizio del periodo di *freezing* è configurabile dal venditore separatamente per ciascun misuratore.
- Il periodo corrente di *freezing* è il periodo non ancora concluso all'istante corrente.
- Oltre che alla sua scadenza naturale, il periodo corrente di *freezing* viene concluso anche al verificarsi di uno degli eventi contrattuali.
- Il nuovo periodo corrente di *freezing* viene avviato alle ore 00.00 del giorno successivo alla chiusura del precedente periodo (se il punto di prelievo rimane attivo).

Nota 2: Per gli eventi contrattuali si fa riferimento al requisito R-5.04. Per i registri di energia si fa riferimento al requisito R-1.03 e per i registri di potenza si fa riferimento al requisito R-1.04.

1. MISURE CONTINUE E REGISTRI DI ENERGIA E DI POTENZA

[R-1.01] Misure di energia

- Curva quartoraria energia attiva prelevata
- Curva quartoraria energia attiva immessa
- Curva quartoraria energia reattiva induttiva sul prelievo
- Curva quartoraria energia reattiva capacitiva sul prelievo
- Curva quartoraria energia reattiva induttiva sull'immissione
- Curva quartoraria energia reattiva capacitiva sull'immissione

Nota 3: la precisione deve essere non più di 1 Wh per energia attiva e non più di 1 Varh per energia reattiva.

Nota 4: profondità di memorizzazione locale almeno 38 giorni per tutte le curve quartorarie.

Nota 5: i quarti d'ora finiscono alle ore, xx.15.00, xx.30.00 e xx.00.45.00 e xx 00.00 di ogni ora.

Nota 6: in base al requisito R-4.03 la curva può essere configurata per intervalli orari invece che quartorari.

[R-1.02] Misure di potenza

- Misurazione continua della potenza attiva istantanea prelevata con campionamento a 1 secondo
- Rilevazione della potenza attiva prelevata con media quartoraria
- Rilevazione della potenza attiva immessa con media quartoraria

[R-1.03] Registri di energia (per visualizzazione su display e trasferimento a dispositivi)

- Energia attiva prelevata (tutti punti di prelievo):
 - registri totalizzatori del prelievo giornaliero complessivo del giorno precedente (sommando tutte le fasce), e per fascia
 - registri totalizzatori mensili del prelievo per periodo di *freezing* e per fascia
- Energia attiva immessa (solo *prosumer*):
 - registri totalizzatori dell'immissione giornaliera complessiva del giorno precedente (sommando tutte le fasce), e per fascia
 - registri totalizzatori mensili dell'immissione per periodo di *freezing* e per fascia
- Energia reattiva induttiva prelevata (per punti di prelievo con tariffazione dell'energia reattiva):
 - registri totalizzatori del prelievo induttivo giornaliero complessivo del giorno precedente (sommando tutte le fasce), e per fascia
 - registri totalizzatori mensili del prelievo induttivo per periodo di *freezing* e per fascia
- Energia reattiva induttiva immessa (solo *prosumer*):

- registri totalizzatori dell'immissione induttiva giornaliera complessiva del giorno precedente (sommando tutte le fasce), e per fascia
- registri totalizzatori mensili dell'immissione induttiva per periodo di *freezing* e per fascia

–

Nota 7: per le fasce orarie si fa riferimento al requisito R-0.02 e per i periodi di freezing al requisito R-0.03.

[R-1.04] Registri di potenza (per visualizzazione su display e trasferimento a dispositivi)

- Potenza istantanea prelevata in 1 secondo: registro totalizzatore del valore massimo nel giorno
- Potenza attiva media quartoraria, prelevata e immessa: registri totalizzatori del valore massimo nel periodo di *freezing*.

Nota 8: per i periodi di freezing al requisito si fa riferimento al requisito R-0.03.

2. RILEVAZIONE E REGISTRAZIONE DI INDICI DI QUALITÀ DELLA TENSIONE

[R-2.01] Misure di tensione

- Misure delle variazioni lente di tensione in conformità a norme CEI EN 50160 e CEI EN 61000-4-30
- Registri di tensione (espressi in Volt):
 - valore minimo nella settimana dei valori medi di tensione efficace nei 10 minuti
 - valore massimo nella settimana dei valori medi di tensione efficace nei 10 minuti
- Registri della numerosità di intervalli da 10 minuti (campioni) per fasce del livello efficace di tensione, nella settimana:
 - Numero di campioni con valore di tensione efficace nella banda -10/+10%
 - Numero di campioni con valore di tensione efficace tra -10% e -15%
 - Numero di campioni con valore di tensione efficace tra +10% e +15%
 - Numero di campioni con valore di tensione efficace oltre +15%
 - Numero di campioni con valore di tensione efficace sotto -15%

Nota 9: profondità dei registri di tensione e di numerosità dei campioni di almeno quattro settimane.

[R-2.02] Interruzioni

- Identificazione degli eventi di interruzione (tensione efficace residua inferiore al 5%) in conformità a norma CEI EN 50160
- Registri per gli eventi di interruzione di durata superiore a 1 secondo:
 - istante di inizio (giorno/ora/minuto/secondo)
 - durata in secondi

Nota 10: profondità di almeno 20 eventi di interruzione; superato il 20° evento senza che sia intervenuta una acquisizione dati, si inizia a sovrascrivere; in tal caso deve essere gestito almeno un flag che indica che sono stati persi dei dati.

3. RILEVAZIONE E GESTIONE DI INFORMAZIONI E EVENTI

[R-3.01] Memorizzazione di informazioni contrattuali

- Codice Cliente assegnato dal venditore corrente
- Potenza contrattuale impegnata
- Giorno del mese in cui ha inizio periodo di *freezing*
- Gruppo PESSE
- Codice POD
- Nome del venditore
- Numero telefonico di contatto del venditore
- Data di inizio del contratto con il venditore

Nota 11: per la visualizzazione su display vedi requisiti R-4.01 e R-4.02 per i profili di riservatezza.

[R-3.02] Memorizzazione di informazioni relative all'autenticazione dei dispositivi

- Gestione di specifici campi per le informazioni relative all'autenticazione dei dispositivi utente e della crittografia sulla *chain 2* (vd sezione 6)
- Le informazioni sono aggiornate sul misuratore a cura dell'impresa distributrice su richiesta del cliente finale o, se da lui delegati, del venditore o di una parte commerciale univocamente designata.

Nota 12: il numero e le caratteristiche degli specifici campi per le informazioni relative all'autenticazione dei dispositivi utente e della crittografia sulla chain 2 sono definiti dal CEI.

[R-3.03] Eventi di intervento del limitatore di potenza

- Registrazione degli interventi del limitatore di potenza, ciascuno con:
 - marca temporale cui si riferisce l'evento (data, ora, minuto di inizio)
 - riduzione (in percentuale rispetto alla potenza contrattualmente impegnata)
 - motivo dell'intervento del limitatore di potenza (almeno 5 motivi)

Nota 13: profondità di dieci eventi di intervento del limitatore; superato il 10° evento senza che sia intervenuta una acquisizione dati, si inizia a sovrascrivere; in tal caso deve essere gestito almeno un flag che indica che sono stati persi dei dati.

[R-3.04] Funzionamento del limitatore di potenza

- Il funzionamento del limitatore di potenza in sgancio è impostabile con una logica a soglie quale quella già implementata in esito all'accordo volontario con le associazioni dei consumatori (2003)

4. VISUALIZZAZIONE SU DISPLAY

[R-4.01] Visualizzazione informazioni e registri sul display

- Struttura a 1 livello (1 pulsante) o ad albero (1 pulsante con durata pressione)
- Data e ora corrente
- Fascia di appartenenza dell'ora corrente
- Informazioni contrattuali minime
 - Codice cliente
 - Potenza contrattualmente impegnata
 - Gruppo PESSE (con gestione gruppi clienti non disalimentabili)
- Valori per il periodo corrente e per i sei *freezing* precedenti delle seguenti grandezze:
 - Registri totalizzatori di energia attiva prelevata (per fascia)
 - Registri totalizzatori di energia attiva immessa (per fascia) per clienti *prosumer*
 - Registri totalizzatori di energia reattiva prelevata induttiva (per fascia)
 - Registri totalizzatori di energia reattiva immessa induttiva (per fascia) per clienti *prosumer*
- Valore massimo nel giorno corrente della potenza quartoraria attiva prelevata
- Valore massimo nel giorno corrente della potenza quartoraria attiva immessa (per clienti *prosumer*)
- Stato corrente del limite di potenza (espresso in kW, valore contrattualmente impegnato o valore ridotto per es. per gestione morosità o per *load shedding* o per altri motivi)
- Messaggi al cliente

Nota 14: i registri di energia attiva sono visualizzati in kWh (senza cifre decimali) con arrotondamento per troncamento; i registri di energia reattiva sono mostrati in kVARh (senza cifre decimali) con arrotondamento per troncamento; i registri di potenza in kW (con tre cifre decimali).

Nota 15: prima della visualizzazione di ciascun periodo di freezing dei registri di energia, è necessario che venga mostrato il corrispondente freezing del codice cliente e – se non soggetti a riservatezza, vd R-4.02 – il nome commerciale e numero telefonico di contatto del venditore.

Nota 16: oltre alla visualizzazione delle curve di carico il misuratore deve avere la possibilità di visualizzare anche i registri per fascia. La visualizzazione delle curve di carico deve essere confermata tramite il pulsante dal cliente.

[R-4.02] Visualizzazione informazioni personalizzate (configurabili e riservabili)

- Possibilità per il venditore di configurare se e quali delle seguenti informazioni possono essere visualizzate sul display o omesse per riservatezza:
 - Codice POD
 - Nome commerciale del venditore

- Numero telefonico di contatto del venditore attuale
- Data di inizio del contratto con il venditore
- Motivo di intervento del limitatore (se diverso dalla potenza contrattualmente impegnata)

Nota 17: tali informazioni non saranno visualizzate sul display, salvo esplicita richiesta da parte del venditore..

[R-4.03] Visualizzazione delle curve orarie

- Possibilità di configurare le curve di energia attiva e reattiva con intervalli di 60' o di 30', anziché di 15', allo scopo di visualizzare i singoli valori di tali curve sul display, ove necessario

5. ACQUISIZIONE REMOTA DELLE MISURE E DEI REGISTRI

[R-5.01] Canali per “*chain 1*” (telelettura/telegestione)

- Disponibilità di due canali indipendenti per la “*chain 1*” con tecnologia scelta dall’impresa distributrice, nel rispetto dei seguenti vincoli per motivi di intercambiabilità in caso di passaggi di concessione tra imprese distributrici:
 - Nel caso di utilizzo di PLC lungo la catena di comunicazione “*chain 1*”: utilizzo di banda A con protocollo standard, unificato a livello nazionale
 - Nel caso di utilizzo di banda non licenziata con radiofrequenza 169 MHz: protocollo a livello fisico rispondente a quanto stabilito per l'utilizzo di tale frequenza per lo *smart metering gas*.
 - Nel caso di altre tecnologie: utilizzo di reti TLC pubbliche o di protocolli standard disponibili sul mercato che garantiscano la possibilità di subentro di un’altra impresa distributrice alle medesime condizioni.

[R-5.02] Misure di sicurezza per i canali della “*chain 1*”

- Per entrambi i canali, impiego di misure di sicurezza informatica che garantiscano, lungo tutta la *catena di comunicazione “chain 1”*, almeno:
 - la confidenzialità dei dati scambiati, tramite il ricorso ad appropriate misure di sicurezza;
 - l’integrità e l’autenticità dei dati scambiati, tramite l’uso di opportuni protocolli crittografici standard.

Nota 18: laddove la tecnologia selezionata comporti l’uso di concentratori o comunque segmenti di comunicazione della chain 1 su rete privata dell’impresa distributrice, i protocolli unificati, ove non già definiti, sono selezionati tra i protocolli standard Cenelec, a seguito di proposta formulata d’intesa tra le imprese distributrici e le loro associazioni.

[R-5.03] Telelettura e acquisizione di stato del misuratore

- Acquisizione della parola di stato e di eventuali allarmi per irregolarità/anomalie
- Disponibilità giornaliera ai soggetti aventi titolo di tutte le curve quartorarie e dei registri di potenza massima quartoraria distinta per fasce, del giorno precedente (o di tutti i giorni precedenti non ancora acquisiti, fino a 38 giorni prima)
- Disponibilità giornaliera ai soggetti aventi titolo della potenza massima istantanea del giorno precedente (o di tutti i giorni precedenti non ancora acquisiti, fino a 38 giorni prima)
- Disponibilità giornaliera ai soggetti aventi titolo degli eventi di disalimentazione, se rilevati nel giorno precedente o comunque non ancora acquisiti, con i relativi parametri associati all’evento
- Possibilità di acquisizione settimanale dei registri di tensione (o di tutte le settimane precedenti non ancora acquisite, fino a 4 settimane prima).

Nota 19: con il termine “disponibilità giornaliera” si fa riferimento al processo di messa a disposizione delle misure ai soggetti aventi titolo (es. venditori, aggregatori, etc) per il tramite del Sistema Informativo Integrato. Con il termine “acquisizione” si fa riferimento a dati e informazioni di competenza della stessa impresa distributrice.

[R-5.04] Telegestione

- Sincronizzazione orologio/calendario
- Lettura su richiesta
 - Lettura dei registri totalizzatori di energia e di potenza
 - Lettura di interruzioni, variazioni di tensione e altri indici di qualità
 - Lettura di eventi di intervento del limitatore di potenza
- Eventi contrattuali e relativa configurazione dei parametri contrattuali:
 - Modifica parametri contrattuali configurabili dal venditore (es. programmazione fasce di prezzo, giorno inizio periodo di *freezing*, riservatezza su display, etc.)
 - Modifica delle parti contrattuali (es. : voltura, switching)
- Attivazione / disattivazione del misuratore e comandi di *load-shedding* (anche programmabili)
- Riduzione/ripristino potenza contrattuale (per morosità)
- Invio messaggi su display
- Configurazione parametri tempo-potenza per soglie di intervento del limitatore
- Configurazione, parametrizzazione e aggiornamento *firmware* non metrologico da remoto
- Configurazione parametri per riconoscimento e autenticazione dei dispositivi utente

Nota 20: per eventi contrattuali si intendono modifiche applicate al contratto di fornitura relativo al punto di prelievo, incluse le parti coinvolte nel contratto. Gli eventi contrattuali possono anche non richiedere disalimentazione.

Nota 21: per i parametri per riconoscimento e autenticazione dei dispositivi utente si fa riferimento al requisito R.3-02

6. TRASMISSIONE A DISPOSITIVI DELLE MISURE E DEI REGISTRI

[R-6.01] Canali per “chain 2” (trasmissione dati a dispositivi utente)

- Almeno un canale per trasmissione dati dal misuratore a un dispositivo utente:
 - Nel caso di utilizzo di PLC: utilizzo di banda C Cenelec tra misuratore e dispositivo utente.
- Protocollo di comunicazione standard, unificato a livello nazionale, tra misuratore e dispositivo.

[R-6.02] Misure di sicurezza per i canali della “chain 2”

- Impiego di tecniche di sicurezza informatica che garantiscano lunga la “chain 2” almeno:
 - la confidenzialità dei dati scambiati, tramite il ricorso ad appropriate misure di sicurezza;
 - l’integrità e l’autenticità dei dati scambiati, tramite l’uso di opportuni protocolli crittografici standard.

Nota 22: il protocollo standard per la chain 2 è stabilito con norma tecnica del CEI con la quale vengono definiti anche i campi e le relative dimensioni necessarie alla comunicazione tra misuratore e dispositivo utente (nome della rete, password, indirizzo destinatario,...), in base al requisito R-3.02.

Nota 23: la trasmissione verso il dispositivo utente viene effettivamente attivata solo su richiesta del cliente, tramite il sistema di telegestione del misuratore.

[R-6.03] Interfaccia con il dispositivo utente

- Conformità allo standard EN 50491-11-8, con riferimento all’interfaccia H1
- Segnalazione al dispositivo di imminente intervento del limitatore, in relazione alla derivata in aumento della potenza istantanea
- Possibilità per il cliente finale o, se da lui delegato, il venditore o una parte commerciale univocamente designata, di selezionare:
 - i dati da trasferire al dispositivo, nell’ambito delle grandezze misurate ed eventi registrati dal misuratore;
 - per la potenza istantanea, dati con campionamento fino a 1 secondo, inviati con frequenza massima compatibile con la capacità del canale di trasmissione.

Nota 24: i dati campionati fino a 1 secondo possono essere raggruppati in un’unica trama (secondo protocollo CEI) al fine di non saturare il canale a causa degli “overhead” (es: 1 trama ogni 30 secondi). Le regole (Use Case) di trasmissione saranno definite nell’ambito della definizione del protocollo per la chain 2, in ambito CEI.

[R-6.04] Retrocompatibilità con i dispositivi esterni della prima generazione

- Gestione, con corretto funzionamento, di dispositivi esterni, comunicanti su linea elettrica banda A con i misuratori di prima generazione, che siano eventualmente a disposizione del cliente all'atto della sostituzione.
- Le caratteristiche di lampeggio dei led di energia attiva e dei led di energia reattiva devono essere compatibili con quelle del misuratore di prima generazione sostituito

LIVELLI ATTESI DI PERFORMANCE DI SISTEMA E CONNESSA TEMPISTICA DI MESSA A REGIME

[L-1.01] Prestazioni “chain 1” in telelettura massiva (*up-ward*)

Disponibilità giornaliera al Sistema Informativo Integrato e/o ai venditori delle curve quortorarie di energia (attiva, reattiva induttiva e capacitiva, prelevata e per clienti *prosumer* immessa), effettive-validate con aggiornamento giornaliero secondo i seguenti livelli di prestazione:

- 95% dei punti di prelievo equipaggiati con misuratore 2G entro 24 ore dalla mezzanotte del giorno di consumo,
- 97% dei punti di prelievo equipaggiati con misuratore 2G entro 96 ore dalla mezzanotte del giorno di consumo.

Nota 1: le percentuali sono calcolate su media mensile, a regime, facendo riferimento alle curve orarie su base giornaliera di cui sono acquisiti anche entrambi i totalizzatori corrispondenti (fine giorno precedente e fine giorno corrente).

[L-1.02] Prestazioni “chain 1” in telegestione (*down-ward*)

Tasso di successo delle operazioni di telegestione (escluse le operazioni “su larga scala” di telegestione, come ad esempio la gestione del *load shedding*), anche su richiesta inviata dal venditore o terza parte designata:

- non inferiore a 94% entro 4 ore dalla richiesta,
- non inferiore a 97% entro 24 ore dalla richiesta.

Nota 2: con riferimento alle operazioni in telegestione, si veda l'Allegato A [R-5.04].

[L-1.03] Prestazioni “chain 1” in riprogrammazione massiva (*down-ward*)

Tempo limite di riprogrammazione con parametrizzazione:

- non superiore a 30 giorni per il 94% dei misuratori messi in servizio,
- non superiore a 60 giorni per il 98% dei misuratori messi in servizio.

Tempo limite di riprogrammazione con *download* di *firmware non metrologico*:

- non superiore a 90 giorni per il 99% dei misuratori messi in servizio.

[L-1.04] Prestazioni “chain 1” segnalazione spontanea (*up-ward*)

Livelli di prestazione per le segnalazioni spontanee dal misuratore al centro informativo e/o ai venditori, con inclusione di “time stamp”, tipo di evento e dati associati all’evento in funzione della penetrazione del servizio:

- non inferiore a 90% entro 1 ora dalla richiesta, nel caso di penetrazione del servizio non superiore al 5%,

- non inferiore a 89% entro 1 ora dalla richiesta, nel caso di penetrazione del servizio compresa tra il 5% e il 10%,
- non inferiore a 88% entro 1 ora dalla richiesta, nel caso di penetrazione del servizio superiore al 25%.

Nota 3: per penetrazione del servizio si intende la percentuale di clienti con profilo contrattuale che prevede l'utilizzo della funzionalità di segnalazione spontanea.

[L-2.01] Strumenti informatici per le operazioni di configurabilità del misuratore e per le operazioni di telegestione

Messa a disposizione, da parte di ciascuna impresa distributrice, di strumenti informatici per la configurabilità del misuratore e per le operazioni di telegestione.

Il tasso di operatività di tali strumenti informatici deve essere:

- non inferiore al 99% delle ore su base annuale,
- non inferiore al 98% delle ore su base mensile.

Tali strumenti informatici sono resi operativi da ciascuna impresa distributrice prima che sia raggiunta la soglia di punti di prelievo equipaggiati con misuratore 2G pari al 5% dei punti di prelievo di sua competenza.

[C-1.01] Criteri e tempistica di messa “a regime” di sistemi di *Smart Metering* 2G ad architettura a due livelli con concentratori:

- A. Messa a regime di ciascuna cabina MT/BT entro 60 giorni dalla posa del primo misuratore 2G presso un punto di prelievo dalla stessa alimentato.
- B. Messa a regime di ciascuna cabina MT/BT ricompresa in ciascun territorio “significativamente rilevante”, a partire dal momento di messa a regime della prima cabina del medesimo territorio (vd. criterio A.), entro:
- 120 gg per territori con un numero di punti di prelievo non superiore a 20.000,
 - 180 gg per territori con un numero di punti di prelievo superiore a 20.000.

Nota 4: una cabina MT/BT si intende “a regime” quando, con riferimento ai punti di prelievo dalla stessa alimentati ed equipaggiati con misuratori 2G messi in servizio, sono garantiti i livelli attesi di performance di sistema [L-1.01] [L-1.02] [L-1.03] [L-1.04], salvo quanto indicato alla successiva nota 5.

Nota 5: per un periodo di dodici mesi a partire dalla messa a regime della prima cabina MT/BT, il termine di 24 ore previsto per la prestazione [L-1.01], primo alinea, è transitoriamente posto pari a 30 ore.

Nota 6: i suddetti criteri e tempistiche si applicano solo durante la fase di installazione massiva di misuratori 2G in sostituzione di misuratori 1G o elettromeccanici, di cui al comma 7.1 dell'Allegato A alla deliberazione 646/2016/R/EEL.

FUNZIONALITA' EVOLUTIVE SOGGETTE A VERIFICA AI SENSI DEL PUNTO 8 DELLA DELIBERAZIONE (VERSIONE 2.1)

1. Aspetti di comunicazione

La versione 2.1 potrebbe essere caratterizzata da una di queste soluzioni tecnologiche:

- Soluzione con connettore fisico sicuro e alloggiamento separato in cui può essere riposto un dispositivo dell'utente oppure può essere collegato un cavo, inclusa fibra ottica;
- Soluzione *wireless*: canale di trasmissione dati dal misuratore su banda licenziata o non licenziata, aggiuntivo almeno a quello richiesto per la *chain 2*.

La soluzione implementata dovrà assicurare adeguati livelli di sicurezza nel caso in cui l'utilizzo della soluzione prescelta non sia limitato esclusivamente alla *chain 2* ma si estenda anche alla *chain 1*. In caso di utilizzo anche per la *chain 1*, la versione 2.1 dovrà essere caratterizzata da adeguati livelli di *performance* che verranno definiti dall'Autorità.

2. Aspetti relativi al limitatore di potenza

La versione 2.1 potrebbe inoltre essere caratterizzata dalla possibilità di interrompere l'erogazione di energia elettrica in caso di superamento del limite di potenza contrattualmente impegnata senza necessità di apertura dell'interruttore magneto-termico e di consentire, in condizioni di sicurezza, il ripristino dell'erogazione di energia elettrica sulla base delle manovre compiute dal cliente sull'interruttore del proprio impianto di utenza. Restano esclusi per motivi di sicurezza da tale funzionalità i casi di intervento dell'interruttore magneto-termico per cortocircuito o guasto.