

**DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE
416/2015/R/EEL**

**SISTEMI DI *SMART METERING* DI SECONDA GENERAZIONE
PER LA MISURA DI ENERGIA ELETTRICA IN BASSA TENSIONE**

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

Documento per la consultazione per la formazione di provvedimenti
nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità
per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico 412/2014/R/efr

Mercato di incidenza: energia elettrica

6 agosto 2015

Premessa

Il presente documento illustra gli orientamenti dell'Autorità in merito alla definizione delle specifiche funzionali dei contatori intelligenti di seconda generazione di energia elettrica in bassa tensione, che l'Autorità deve predisporre in attuazione di quanto previsto dall'articolo 9, comma 3, del decreto legislativo n. 102/2014.

La presente consultazione si inquadra nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione 412/2014/R/efr per la formazione di provvedimenti in materia di efficienza energetica di competenza dell'Autorità.

Le modalità di riconoscimento dei costi per il servizio di misura formano oggetto del procedimento, avviato con deliberazione 483/2014/R/eel, relativo alla regolazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura per il prossimo periodo regolatorio che avrà inizio dal 1° gennaio 2016. In tale ambito, l'Autorità ha presentato nel documento per la consultazione 335/2015/R/eel i propri orientamenti iniziali in relazione alle modalità di riconoscimento dei costi di capitale in caso di installazione di misuratori di seconda generazione, proponendo lo svolgimento di analisi costi/benefici a livello settoriale per la definizione del piano di sostituzione dei contatori attualmente in campo con misuratori di seconda generazione; tali analisi saranno basate sia sui risultati della presente consultazione, sia di criteri standard definiti dall'Autorità.

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità le proprie osservazioni e proposte in forma scritta, compilando l'apposito modulo interattivo disponibile sul sito internet dell'Autorità o tramite posta elettronica, **entro e non oltre il 21 settembre 2015.***

Le osservazioni e le proposte pervenute saranno pubblicate sul sito internet dell'Autorità. Pertanto, qualora i partecipanti alla consultazione intendano salvaguardare la riservatezza di dati e informazioni, motiveranno tale richiesta contestualmente a quanto inviato in esito al presente documento, evidenziando in apposite appendici le parti che si intendono sottrarre alla pubblicazione. In tale caso i soggetti interessati dovranno inviare su supporto informatico anche la versione priva delle parti riservate, destinata alla pubblicazione.

**Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico
Direzione infrastrutture, unbundling e certificazione
piazza Cavour 5 – 20121 Milano**

email: infrastrutture@autorita.energia.it
sito internet: www.autorita.energia.it

INDICE

| | |
|---|-----------|
| Premessa | 5 |
| 1. Inquadramento: contesto, quadro normativo, obiettivi | 8 |
| Contesto generale dell'attività di misura..... | 9 |
| Quadro normativo europeo | 11 |
| Quadro normativo nazionale | 13 |
| Procedimenti collegati in corso | 14 |
| Standardizzazione tecnica | 15 |
| Obiettivi specifici dell'intervento regolatorio | 16 |
| 2. Criteri generali di progettazione “a prova di futuro” (future-proof design) | 18 |
| Criterio A. Minimizzazione delle esigenze di riprogrammazione di sistema | 19 |
| Criterio B. Massima indipendenza possibile da componenti hardware aggiuntive..... | 20 |
| Criterio 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 | 21 |
| Criterio D. Interoperabilità con dispositivi di terze parti per la messa a disposizione dei dati a clienti e terze parti designate dai clienti | 22 |
| Criterio E. Intercambiabilità con sistemi di altri distributori di energia elettrica..... | 23 |
| Criterio F. Immunità in ambienti elettromagnetici perturbati | 24 |
| Criterio G. Multicanalità per la comunicazione e la messa a disposizione dei dati | 24 |
| Criterio H. Sicurezza informatica avanzata..... | 26 |
| Criterio I. Progressiva integrazione con i sistemi intelligenti di distribuzione | 27 |
| Criterio J. Minimizzazione dei vincoli di retrocompatibilità per la terza generazione | 27 |
| 3. Funzionalità dei sistemi di smart metering di seconda generazione | 29 |
| Funzionalità 1. Registrazione di grandezze continue (energia, potenza, tensione)..... | 30 |
| Funzionalità 2. Registrazione di eventi (qualità del servizio, eventi contrattuali) | 31 |
| Funzionalità 3. Acquisizione periodica delle grandezze registrate | 32 |
| Funzionalità 4. Telegestione e controllo del limitatore di potenza | 33 |
| Funzionalità 5. Configurabilità di alcuni parametri da parte dei venditori e parti designate . | 35 |
| Funzionalità 6. Visualizzazione sul display locale..... | 36 |
| Funzionalità 7. Trasmissione dati al sistema di telegestione dell'impresa distributrice | 38 |
| Funzionalità 8. Messa a disposizione dei dati al consumatore o parti designate | 39 |
| Funzionalità 9. Gestione di allarmi | 40 |
| Funzionalità 10. Elevata raggiungibilità e riprogrammabilità dei misuratori da remoto | 41 |
| 4. Prossimi passi e interazione con altri processi di innovazione | 44 |
| Perimetro delle funzionalità | 44 |
| Omogeneità sul territorio nazionale dei sistemi di smart metering di seconda generazione.. | 45 |
| Interazione con l'installazione di smart meter per altri servizi diversi dall'energia elettrica. | 46 |
| Coerenza con lo sviluppo del Sistema Informativo Integrato | 46 |
| Separazione del brand delle imprese distributrici | 47 |
| Appendici..... | 48 |
| Appendice I. Raccomandazione 2012/148/UE: i dieci requisiti funzionali minimi comuni.. | 48 |
| Appendice II. Prime considerazioni sull'applicazione dello standard IEC 62056..... | 51 |

| | |
|---|----|
| Appendice III. Requisiti tecnici per i misuratori di seconda generazione..... | 55 |
| Appendice IV. Acronimi utilizzati nel documento e nelle appendici | 62 |

Premessa

Il misuratore di energia elettrica svolge una funzione centrale e insostituibile nel sistema elettrico. Le misure registrate dal misuratore presso il cliente finale, con frequenza e dettaglio temporale che dipendono dal quadro regolatorio, dopo essere state validate dall'impresa distributrice, sono utilizzate per la fatturazione da parte dei venditori ai fini della regolazione economica dei contratti dei clienti e sono alla base della regolazione delle partite economiche nell'ambito del servizio di dispacciamento (*settlement*) a livello dell'intero sistema.

Per i clienti domestici e non domestici fino a una determinata soglia di potenza contrattuale (30 kW), al misuratore è di norma associato un limitatore di potenza che, oltre a intervenire quando il prelievo del cliente eccede i limiti consentiti, può anche essere utilizzato per la gestione contrattuale. In combinazione con appositi dispositivi, il misuratore può anche fornire informazioni al cliente sul proprio prelievo, anche con intervalli temporali ridotti rispetto a quelli utilizzati per la rilevazione dei prelievi ai fini di fatturazione. Tali dispositivi permettono anche di superare la distanza fisica tra il cliente e il punto dove il contatore è collocato, dal momento che circa un contatore su due è collocato fuori dall'abitazione (o dal luogo di lavoro) del cliente.

Da diversi anni, in Italia sono in funzione misuratori telegestiti di prima generazione (1G) 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. La telegestione ha consentito benefici notevoli, come la significativa riduzione delle fatture in acconto, la possibilità di effettuare misure di chiusura del periodo contrattuale in caso di *switching* 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 effettivi benefici, sul piano dei costi riconosciuti in tariffa, si sono rilevati un iniziale aumento dei costi di capitale e una successiva significativa diminuzione dei costi operativi. La tariffa complessiva di misura, nel 2015, per i clienti in bassa tensione è tornata, in termini nominali, all'incirca al livello del 2004, facendo dunque segnare, tra il 2004 e il 2015, una riduzione, in termini reali, di circa il 20%¹.

La vita tecnico-economica dei misuratori di bassa tensione telegestiti è di quindici anni. Essendo la prima campagna di sostituzione stata avviata nel 2001, nel 2016 i primi misuratori telegestiti installati completeranno la loro vita tecnico-economica. Il decreto legislativo 102/2014 prevede che l'Autorità fissi le specifiche funzionali per i misuratori "di seconda generazione" (2G) e individua alcuni criteri da seguire.

¹ Nel periodo considerato la tariffa di misura, in termini nominali, è cresciuta gradualmente, per effetto del maggior capitale investito, tra il 2007 e il 2009. A partire dal 2010 si è gradualmente ridotta per effetto della forte riduzione dei costi operativi oltre che per il progredire dell'ammortamento del capitale investito.

I nuovi misuratori, una volta installati, dovranno restare in campo, presumibilmente, per altri 15 anni: essi dovranno essere in grado di supportare le trasformazioni del sistema elettrico in questo arco di tempo, sia per effetto dei nuovi paradigmi di produzione distribuita (con aumento della generazione da fonti rinnovabili e degli “autoconsumi” dei clienti), sia per effetto dei mutamenti sul mercato *retail* e nella domanda diffusa, che dovrebbe sviluppare modalità attive di *demand response*, sia infine per la prospettiva della scadenza delle attuali concessioni di distribuzione, fissata al 2030.

In questo quadro, l’Autorità intende esplorare le nuove caratteristiche dei misuratori che possano, in un prossimo futuro, abilitare nuovi servizi, a cominciare da servizi informativi mirati alla consapevolezza dei propri prelievi e consumi di energia da parte dei clienti fino a servizi di partecipazione attiva al mercato da parte dei clienti di bassa tensione, eventualmente attraverso opportuni intermediari commerciali o aggregatori.

Tali nuovi servizi saranno individuati all’interno di una cornice regolatoria in via di definizione, e saranno comunque soggetti a variazioni nell’arco del periodo di vita tecnica-economica dei nuovi misuratori. In queste condizioni, l’approccio adottato dall’Autorità in questo documento di consultazione è guidato dai principi della “progettazione a prova di futuro” (*future-proof design*) e prevede l’identificazione di una serie di criteri e di funzionalità che possono essere combinate tra loro per supportare l’innovazione dei processi di fatturazione, pagamento e *settlement*, messa a disposizione di dati di dettaglio al cliente, in modo complementare anche all’evoluzione tecnologica delle reti di distribuzione.

Nel quadro della modernizzazione dei servizi e prodotti all’interno delle abitazioni (*smart home*) una particolare importanza viene data ai criteri di interoperabilità dei misuratori 2G con i dispositivi di messa a disposizione dei dati ai clienti, dal momento che tale aspetto è cruciale per rendere fattibile, su larga scala, l’integrazione delle misure di energia elettrica con gli utilizzi finali per migliorare l’efficienza energetica del sistema e consentire risparmi ai clienti finali, anche attraverso suggerimenti e consigli forniti da venditori di energia e da altri operatori specializzati. L’interoperabilità tra i misuratori 2G, installati e gestiti dalle imprese distributrici, e i dispositivi di messa a disposizione dei dati, realizzati da terze parti sulla base di protocolli di comunicazione *standard*, aperti e unificati, permetterà un maggiore sviluppo dell’innovazione all’interno delle abitazioni e dei luoghi di lavoro rispetto alla situazione attuale, con benefici valorizzabili per i clienti sotto diversi profili (energetico, ambientale, di confort, di sicurezza, etc.).

Le funzionalità descritte in questo documento, che sono coerenti con i requisiti funzionali minimi indicati dalla Commissione europea nella Raccomandazione 2014/148/UE e in taluni casi più avanzati di essi, verranno analizzate con un approccio costi-benefici nei prossimi mesi, secondo criteri *standard* definiti dall’Autorità. L’approccio per condurre le analisi costi/benefici è stato delineato nel recente documento di consultazione 335/2015/R/eel.

La presente consultazione serve anche a raccogliere elementi per valutare l’impatto delle scelte relative alla seconda generazione di misuratori di energia elettrica in bassa

tensione, sia in relazione al settore elettrico per quegli aspetti che devono essere visti contestualmente (ad esempio, evoluzione dei sistemi informativi dei venditori, misura di energia elettrica in media e alta tensione, separazione dell'impresa distributrice, etc.), sia in vista di una possibile evoluzione del sistema di *smart metering* in una logica multi-settore (es. gas, acqua, calore), che permetta di condividere infrastrutture e quindi di trovare soluzioni più efficienti, secondo un modello che l'Autorità ha già cominciato a sperimentare.

1. Inquadramento: contesto, quadro normativo, obiettivi

1.1 Con il decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102/2014 (di seguito: decreto legislativo 102/2014) è stata recepita nell'ordinamento nazionale la Direttiva 27/2012/UE in tema di efficienza energetica. In tema di misuratori di seconda generazione (di seguito anche richiamata come "2G"), l'articolo 9, comma 3, del decreto legislativo 102/2014 prevede che:

3. 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 tenuti ad uniformarsi, affinché:

- a) i sistemi di misurazione intelligenti forniscano ai clienti finali informazioni sul tempo effettivo di utilizzo e gli obiettivi di efficienza energetica e i benefici per i consumatori finali siano pienamente considerati nella definizione delle funzionalità minime dei contatori e degli obblighi imposti agli operatori di mercato;*
- b) sia garantita la sicurezza dei contatori, la sicurezza nella comunicazione dei dati e la riservatezza dei dati misurati al momento della loro raccolta, conservazione, elaborazione e comunicazione, in conformità alla normativa vigente in materia di protezione dei dati. (...)*
- c) nel caso dell'energia elettrica e su richiesta del cliente finale, i contatori siano in grado di tenere conto anche dell'energia elettrica immessa nella rete direttamente dal cliente finale;*
- d) nel caso in cui il cliente finale lo richieda, i dati del contatore relativi all'immissione e al prelievo di energia elettrica siano messi a sua disposizione o, su sua richiesta formale, a disposizione di un soggetto terzo univocamente designato che agisce a suo nome, in un formato facilmente comprensibile che possa essere utilizzato per confrontare offerte comparabili;*
- e) siano adeguatamente considerate le funzionalità necessarie ai fini di quanto previsto all'articolo 11.*

1.2 Con la deliberazione 7 agosto 2014, n. 412/2014/R/efr, l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (di seguito: l'Autorità) ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti, di competenza dell'Autorità, in attuazione delle disposizioni in tema di efficienza energetica, di cui al decreto legislativo 102/2014, incluse le disposizioni citate al punto precedente.

1.3 Il presente documento per la consultazione contiene gli orientamenti dell'Autorità in tema di specifiche funzionali dei sistemi di *smart metering* 2G per il servizio di misura dell'energia elettrica in bassa tensione, in attuazione delle disposizioni citate al punto 1.1. Prima di pervenire alla decisione finale, l'Autorità esaminerà

benefici e costi delle funzionalità presentate nella presente consultazione, e di altre che emergeranno dai contributi ricevuti dai soggetti partecipanti alla consultazione.

- 1.4 L’Autorità si riserva di effettuare ulteriori consultazioni per l’attuazione di altre disposizioni previste dal decreto legislativo 102/2014, incluse quelle di cui al secondo periodo della lettera b)² dell’articolo 9, comma 3 (richiamate nel Capitolo 4), ovvero per la definizione di specifiche funzionali per i misuratori di energia elettrica in media tensione.
- 1.5 Il presente documento per la consultazione è strutturato come segue.
- Il presente **capitolo 1** descrive sinteticamente il quadro normativo, europeo e nazionale, in cui si inserisce l’attività di misura, inclusi i collegamenti con altri procedimenti dell’Autorità in corso e con i processi di sviluppo della standardizzazione tecnica, e indica gli obiettivi specifici dell’intervento regolatorio oggetto del presente documento per la consultazione;
 - il **capitolo 2** individua e sviluppa dieci criteri di progettazione “a prova di futuro” (*future-proof design*) per la seconda generazione di misuratori telegestiti di energia elettrica, a cui l’Autorità ritiene che le imprese distributrici dovrebbero ispirarsi per la progettazione dei sistemi di *smart metering* di seconda generazione;
 - il **capitolo 3** esamina dieci funzionalità “di alto livello” per i sistemi di *smart metering* di seconda generazione che l’Autorità ha individuato in relazione agli obiettivi specifici indicati nel capitolo 1 e ai criteri di *future-proof design* descritti nel capitolo 2;
 - il **capitolo 4** richiama i prossimi passi da compiere in termini di analisi costi/benefici e riepiloga alcune questioni tuttora aperte, collegate alla realizzazione di sistemi di *smart metering* di seconda generazione e che saranno oggetto di successive consultazioni e valutazioni dell’Autorità;
 - il documento è infine corredato di alcune **appendici** che esaminano in maggior dettaglio aspetti il cui trattamento nel corso del documento avrebbe potuto ostacolarne la comprensibilità.

Contesto generale dell’attività di misura

- 1.6 Nel *Quadro strategico dell’Autorità per il quadriennio 2015-18*,³ l’Autorità ha illustrato la centralità dell’attività di misura nel contesto dell’evoluzione del mercato *retail*. In particolare, l’Autorità ha messo l’accento sulla centralità che l’accesso non discriminatorio ai dati e alle informazioni sui consumi energetici da parte dei diversi soggetti interessati riveste per l’evoluzione del mercato *retail*: “*in primo luogo, per i consumatori la possibilità di avere informazioni dettagliate sui propri prelievi rappresenta un requisito indispensabile sia per una*

² Vedi capitolo 4 del presente documento per la consultazione, punto 4.18.

³ Allegato 1 alla deliberazione 15 gennaio 2015, 3/2015/A.

partecipazione più attiva e consapevole al mercato, sia per stimolare cambiamenti comportamentali/gestionali e investimenti in direzione di un uso più razionale ed efficiente dell'energia, aumentando la reattività ai segnali di prezzo e, più in generale, agli stimoli, anche non di prezzo, all'ottimizzazione dei consumi. In secondo luogo, un accesso non discriminatorio alle informazioni e ai dati di prelievo dei consumatori da parte di terzi (es.: venditori, ESCO, aggregatori), è condizione indispensabile per sviluppo competitivo del mercato dei servizi per l'efficienza energetica e la gestione attiva della domanda, ferma restando la necessità di garantire adeguate tutele della privacy e la sicurezza di tali dati”.

- 1.7 In questo quadro, si colloca l'obiettivo strategico “OS7 – Accesso non discriminatorio ai dati di prelievo ed evoluzione ulteriore degli strumenti di misura” che l'Autorità ha identificato per promuovere lo sviluppo di strumenti di *metering* che integrino funzionalità sempre più evolute, in coerenza con quanto previsto dalla normativa europea e nazionale.
- 1.8 L'attività di misura è svolta dalle imprese distributrici, che ai sensi del decreto legislativo 102/2014 operano “*in qualità di esercenti l'attività di misura*”. In relazione all'attività di misura la regolazione dell'Autorità si estende dalla fissazione delle condizioni prestazionali di erogazione del servizio e dei corrispettivi tariffari alla definizione dei livelli di qualità del servizio nei confronti degli “utenti” del servizio di misura.
- 1.9 Il servizio di misura è uno snodo centrale nel sistema elettrico liberalizzato in quanto funzionale alla definizione delle partite fisiche di energia relative ai diversi servizi della filiera elettrica e ha quindi effetti su tutti i soggetti operanti nel sistema: clienti finali, venditori, produttori, utenti del servizio di trasporto, utenti del servizio di dispacciamento, gestore della rete, gestori di rete locale, *energy manager*, aggregatori, operatori della messa a disposizione dei dati ai clienti finali.
- 1.10 Il processo di installazione su larga scala dei misuratori elettronici per gli utenti in bassa tensione, che consentono la trasmissione a distanza delle rilevazioni di misura e di altre informazioni relative all'utenza o al contratto di fornitura (telegestione), si è avviato in Italia dal 2001 per iniziativa di Enel distribuzione.
- 1.11 L'indagine conoscitiva sul servizio di misura dell'energia elettrica avviata con la deliberazione 475/2013/E/eel ha evidenziato che, con riferimento ai punti di prelievo e immissione in bassa tensione, attualmente in Italia risultano installati poco meno di 37 milioni di contatori elettronici di prima generazione, mentre residuano ancora circa il 2% di contatori elettromeccanici che non è stato possibile sostituire o elettronici ma non in servizio di telegestione per problemi di

raggiungibilità.⁴ Il parco di misuratori telegestiti comprende anche circa 500.000 contatori per la misura dell'energia prodotta in siti diffusi (prevalentemente attraverso impianti fotovoltaici). Le performance di lettura sono soddisfacenti (4% di letture non andate a buon fine, su poco più di 400 milioni di operazioni di telelettura effettuate all'anno) ma i casi di mancata raggiungibilità sono proporzionalmente molto maggiori nel caso di clienti *prosumer*.⁵

- 1.12 E' necessario, infine, sottolineare l'importanza per il cliente di disporre con immediatezza della rilevazione delle quantità di energia elettrica prelevate. La sostituzione dei tradizionali contatori elettromeccanici, che riportavano unicamente il numeratore-integratore (anche detto totalizzatore), con i misuratori elettronici telegestiti, dotati di un *display* che può permettere la visualizzazione di diversi dati e non solo del registro totalizzatore, ha generato elevate aspettative in tema di informazione del cliente, che sono andate finora in parte disattese, per diversi motivi. Il fatto che più di 1 contatore su 2 sia localizzato non nell'abitazione del cliente (o luogo di lavoro) ma in un locale comune, a volte posto in un sotterraneo, non facilita certo l'utilizzo del *display*. Inoltre tale *display* non è *user-friendly*, dovendosi per semplicità costruttiva utilizzare una soluzione di consultazione delle diverse informazioni "a scorrimento di lista", senza navigazione in un albero logico (ciò richiederebbe una pulsantiera più sofisticata in luogo del pulsante unico oggi disponibile).

Quadro normativo europeo

- 1.13 Nei primi anni 2000, il dispiegamento in campo su larga scala di sistemi di *smart metering* di energia elettrica ha interessato, oltre che l'Italia in posizione pionieristica, anche la Svezia⁶ e la Finlandia. L'ordinamento comunitario, segnatamente l'Allegato 1 della Direttiva 2009/72/CE,⁷ prevede uno specifico obiettivo, per gli Stati membri, di effettuare una analisi costi/benefici e, se tale

⁴ Si rinvia al rapporto conclusivo dell'indagine conoscitiva dell'Autorità sul servizio di misura, allegato alla deliberazione 413/2015/E/eel. I risultati di detta indagine conoscitiva sono stati considerati per la predisposizione del presente documento per la consultazione. I numeri riportati includono contatori installati e temporaneamente disattivi.

⁵ Le ragioni di questo fenomeno sono da attribuire in maggior parte ai disturbi elettromagnetici lungo la rete elettrica. Si veda nel capitolo 2 il punto 2.27 e seguenti.

⁶ L'autorità di regolazione svedese, *Energimarknadsinspektionen* (EI) ha pubblicato nel mese di maggio 2015 un primo documento di consultazione che concerne le funzionalità dei misuratori "di seconda generazione" in Svezia: "*Funktionskrav framtida mätare*" (EI R2015:09). Al momento, non risultano altri casi analoghi a livello globale. In Svezia, EI propone che la sostituzione dei misuratori di prima generazione con quelli di seconda generazione avvenga a partire dal 2017 e dovrebbe concludersi entro il 2025. Sono previste ulteriori consultazioni per approfondire il rapporto costi/benefici di specifici aspetti, tra cui il tempo di risposta dei misuratori a interrogazioni remote puntuali.

⁷ La Direttiva 2009/72/CE è stata recepita nell'ordinamento nazionale con il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93; in particolare, l'articolo 43, comma 2, stabilisce che "*l'Autorità per l'energia elettrica e il gas garantisce... l'applicazione effettiva, da parte degli esercenti i servizi, delle misure di tutela dei consumatori, incluse quelle indicate all'Allegato I delle direttive 2009/72/CE...*".

analisi risulta positiva, di installare almeno l'80% di contatori elettronici telegestiti entro il 2020. Attualmente misuratori telegestiti sono installati, o saranno installati entro il 2020, in sedici Stati membri dell'Unione Europea: Austria, Danimarca, Estonia, Finlandia, Francia, Grecia, Irlanda, Italia, Lussemburgo, Malta, Olanda, Polonia, Regno Unito, Romania, Spagna, Svezia.⁸

- 1.14 Ai fini del presente documento per la consultazione, risulta particolarmente importante sottolineare che il paragrafo 2, ultimo periodo, dell'Allegato 1 della Direttiva 2009/72/CE contiene specifiche indicazioni relative alla *interoperabilità*⁹ dei sistemi di *smart metering*:

Gli Stati membri, o qualsiasi autorità competente da essi designata, assicurano l'interoperabilità di tali sistemi di misurazione all'interno del proprio territorio e tengono debitamente conto dell'applicazione delle norme adeguate e delle migliori prassi, nonché dell'importanza dello sviluppo del mercato interno dell'elettricità.

- 1.15 Anche le direttive europee in materia di efficienza energetica sono di impulso allo sviluppo dei sistemi di *smart metering*, per le importanti ricadute che l'utilizzo di contatori intelligenti può avere sul risparmio energetico. In particolare, la Direttiva 27/2012/UE (recepita, come già detto, nell'ordinamento nazionale con il decreto legislativo 102/2014) contiene una definizione di "sistema di misurazione intelligente"¹⁰ (*smart metering system*) e diverse previsioni normative per gli Stati membri in tema di *smart metering*.
- 1.16 Intensa è stata l'attività della Commissione europea per l'implementazione di quanto previsto dalle richiamate direttive europee in tema di *smart metering*. In particolare, nel 2012 la Commissione ha pubblicato delle proprie raccomandazioni "sui preparativi per l'introduzione dei sistemi di misurazione intelligenti" (di seguito richiamate come Raccomandazione 2012/148/UE) e successivamente nel 2014 ha pubblicato un rapporto sullo stato di implementazione dello *smart metering* nell'Unione (di seguito: Rapporto di *Benchmarking* 356/2014),¹¹ nel quale si analizzano le caratteristiche, i costi e benefici e le tempistiche di realizzazione dei diversi sistemi di *smart metering*, sia nei pochi Paesi europei (come in Italia) in cui questi sono già in funzione sia soprattutto nei Paesi europei in cui sono in via di realizzazione a seguito del risultato positivo dell'analisi costi/benefici prevista dall'Allegato 1 alla Direttiva 2009/72/CE.

⁸ Commissione europea, *Benchmarking report smart metering deployment in the EU-27 with a focus on electricity*, COM(2014) 356 final

⁹ L'ente di normazione europeo per il settore elettrico (CENELEC) definisce *interoperabilità* come "la capacità di due o più reti, sistemi, dispositivi, applicazioni o componenti di scambiare informazioni tra di essi e utilizzare l'informazione scambiata". Più in generale, al di là del settore elettrico, l'*interoperabilità* costituisce uno dei sette "pilastri" dell'Agenda digitale dell'Unione europea per il 2020.

¹⁰ «Sistema di misurazione intelligente»: un sistema elettronico in grado di misurare il consumo di energia, fornendo maggiori informazioni rispetto ad un dispositivo convenzionale, e di trasmettere e ricevere dati utilizzando una forma di comunicazione elettronica (articolo 2, paragrafo 1, della Direttiva 27/2012/UE).

¹¹ Vd nota 5, oltre ai documenti di accompagnamento SWD(2014) 188 final e SWD(2014) 189 final.

- 1.17 Di particolare importanza, per gli scopi del presente documento per la consultazione, è la sezione III della Raccomandazione 2012/148/UE, in tema di requisiti funzionali minimi (tale sezione è riportata integralmente nell'Appendice I); la Raccomandazione 2012/148/UE è esplicitamente richiamata dall'articolo 9, comma 6, del decreto legislativo 102/2014.
- 1.18 Il Rapporto di *Benchmarking* 356/2014 evidenzia che il sistema di *smart metering* "di prima generazione" (di seguito anche richiamata come "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*" per il quale si riconosce comunque che sono in corso attività sperimentali finalizzate a rendere disponibile anche tale funzionalità.¹²
- 1.19 Infine, la direttiva 2004/22/CE (*Measurement Instrument Directive*, c.d. "direttiva MID"), recepita nell'ordinamento nazionale con il decreto legislativo 2 febbraio 2007, n. 22), definisce i requisiti essenziali per gli strumenti di misura.

Quadro normativo nazionale

- 1.20 I requisiti funzionali di dettaglio per i contatori telegestiti 1G sono stati definiti dall'Autorità con la deliberazione 18 dicembre 2006, 292/06 e successive modifiche e integrazioni (di seguito: deliberazione 292/06). E' da tenere presente che la successiva regolazione tecnico-economica ha differenziato le modalità concrete di utilizzo dei contatori telegestiti, in relazione alle caratteristiche dell'utenza: solo per fare un esempio, la rilevazione oraria dei prelievi di energia elettrica è possibile su tutti i contatori, ma è effettivamente utilizzata, al momento, solo per i clienti con potenza disponibile superiore a 55 kW; per gli altri clienti, di norma, la rilevazione non è su base oraria, ma per fasce, con periodicità mensile. Un quadro piuttosto dettagliato delle condizioni tecniche per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica è contenuto nel documento di consultazione 405/2015/R/com in tema di fatturazione (in particolare, Capitolo 2), al quale si rinvia per brevità.
- 1.21 Recentemente, il Ministero dello sviluppo economico ha definito, con DM 24 marzo 2015, n. 60, i criteri per la "verifica periodica" dei contatori di energia elettrica. Per i contatori statici di bassa tensione (solo apparati "MID") la verifica periodica deve avvenire ogni 15 anni. Come anticipato anche nel documento per la consultazione 5/2015/R/eel, nel corso del prossimo periodo di regolazione (che si avvierà l'1 gennaio 2016) circa il 75% dei misuratori 1G raggiungeranno il

¹² Si tratta in particolare della sperimentazione condotta su circa 5.000 clienti nell'ambito dei progetti pilota *smart grid* avviati per iniziativa dell'Autorità, che ha permesso di valutare gli effetti potenziali di beneficio in termini di risparmio energetico derivanti da una maggiore consapevolezza del cliente circa i propri comportamenti di consumo di energia elettrica. La sperimentazione è tuttora in corso per valutare la persistenza di tali risparmi nel tempo. Si veda in particolare il documento per la consultazione 232/2014/R/eel, nella cui Appendice sono riportati i primi risultati della sperimentazione.

termine della propria vita tecnico-economica (attualmente fissata nel quadro regolatorio pari a 15 anni).

- 1.22 Il legislatore italiano si è mostrato particolarmente attento, in più occasioni, a fissare limiti precisi per evitare comportamenti da parte dei distributori e dei venditori di energia elettrica contrari allo sviluppo della concorrenza nel mercato dei servizi energetici “post-contatore”. Oltre alle norme per la tutela della concorrenza e del mercato che si applicano specificamente alle imprese che operano in regime di concessione, come le imprese distributrici, in relazione all’eventualità di operare in mercati contigui a quello di concessione,¹³ vi sono anche delle disposizioni primarie specifiche atte a garantire un’effettiva concorrenza e pari opportunità di iniziativa economica nei servizi post-contatore¹⁴ e nella fornitura di servizi energetici.¹⁵

Procedimenti collegati in corso

- 1.23 Inoltre, è opportuno segnalare che l’intervento regolatorio a cui la presente consultazione è finalizzata (determinazione delle specifiche funzionali dei misuratori 2G in attuazione dell’articolo 9, comma 3, del decreto legislativo 102/2014) si intreccia con altri procedimenti generali dell’Autorità, attualmente in corso, che vengono di seguito richiamati per sommi capi.
- 1.24 In particolare, nell’ambito del procedimento per la revisione della regolazione delle tariffe e della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura nel prossimo periodo regolatorio,¹⁶ il tema della seconda generazione dei misuratori elettronici era stato inquadrato nel più ampio contesto degli “sviluppi infrastrutturali” in occasione della prima consultazione sulle linee generali di intervento per il prossimo periodo regolatorio.¹⁷ In particolare, era stato indicato che *“l’Autorità ritiene che gli investimenti connessi al rinnovo del parco di misuratori installati debbano essere effettuati seguendo logiche di selettività e debbano essere fondati su attente analisi costi-benefici, al fine di assicurare benefici ai clienti del servizio e al sistema elettrico nel suo complesso. Allo stesso tempo, è necessario che la seconda generazione di misuratori elettronici debba disporre di funzionalità aggiuntive che facilitino ulteriormente la messa a disposizione di dati e iniziative di promozione della customer awareness, in coerenza con quanto previsto dal decreto legislativo 102/14”*.
- 1.25 Nell’ambito dello stesso procedimento sul prossimo periodo regolatorio, è stato recentemente pubblicato dall’Autorità il documento di consultazione 15 giugno 2015, 335/2015/R/eel (di seguito: documento di consultazione 335/2015/R/eel) che, da una parte, definisce le modalità per il trattamento regolatorio dei costi del

¹³ In particolare articolo 8, commi 2- bis e seguenti, della legge 10 ottobre 1990, n. 287 e s.m.i..

¹⁴ Articoli 34 e 34bis della legge n. 239/04 e s.m.i.

¹⁵ Articolo 10, comma 3, del D.lgs. n. 115/2008 e s.m.i.

¹⁶ Procedimento avviato con deliberazione dell’Autorità 9 ottobre 2014, 483/2014/R/eel.

¹⁷ Documento per la consultazione 5/2015/R/eel.

servizio di misura, e dall'altra imposta un programma per la conduzione di appropriate analisi costi/benefici relative alla seconda generazione di misuratori elettronici secondo una logica multi-stadio e criteri *standard* definiti dall'Autorità e tenendo conto degli esiti della presente consultazione sulle funzionalità.

- 1.26 Inoltre, l'Autorità è impegnata nell'implementazione di un intervento regolatorio finalizzato a migliorare la consapevolezza del cliente finale per i propri consumi di energia elettrica (*energy footprint*). Con il documento per la consultazione 186/2015/R/eel sono state avanzate proposte per la messa a disposizione ai clienti finali e parti da essi designate dei dati di consumo, sia in relazione agli intervalli di fatturazione sia in relazione al profilo temporale di consumo, attraverso opportuni dispositivi. **Nel seguito del presente documento si userà per brevità l'espressione "messa a disposizione dei dati" con riferimento solo alla messa a disposizione, ai clienti e a soggetti terzi da essi univocamente designati** (ai sensi dell'articolo 9, comma 3, lettera d, del decreto legislativo 102/2014), **attraverso opportuni dispositivi, dei dati di prelievo e immissione corrispondenti al profilo temporale** di cui all'articolo 9, comma 6, lettera b), punto 2, dello stesso decreto legislativo.
- 1.27 L'Autorità è altresì impegnata nella sperimentazione di soluzioni di telegestione multi-servizio, attraverso la condivisione dell'infrastruttura di comunicazione dello *smart metering gas*.¹⁸ Per tali sperimentazioni è stato previsto che l'infrastruttura condivisa venga realizzata e gestita da un operatore terzo e neutrale rispetto ai diversi servizi liberalizzati coinvolti in una telegestione multiservizio.

Standardizzazione tecnica

- 1.28 Le condizioni di sviluppo dei sistemi di *smart metering* sono state oggetto di un intenso lavoro tecnico avviato dagli enti di normazione europei CEN, CENELEC e ETSI per effetto del mandato della Commissione europea M/441 del 2009, che era focalizzato in modo particolare anche sul tema della *interoperabilità*.¹⁹
- 1.29 L'articolo 9, comma 3, del decreto legislativo 102/2014 prevede che l'Autorità definisca le specifiche per i misuratori di seconda generazione "*tenuto conto dello standard internazionale IEC 62056*": si tratta delle norme tecniche internazionali che descrivono il protocollo applicativo cosiddetto DLMS/COSEM.
- 1.30 E' opportuno rilevare che la situazione della standardizzazione tecnica, pur avendo conseguito importanti risultati (descritti nell'Appendice II) è tuttora in forte evoluzione, in particolare per quanto riguarda la comunicazione tra *smart*

¹⁸ Si vedano le deliberazioni 393/2013/R/gas e 334/2014/R/gas.

¹⁹ Sul sito internet del CENELEC è disponibile un rapporto delle attività condotte nell'ambito del mandato M/441: "*Introduction and Guide to the work undertaken under the M/441 mandate. A report by the CEN-CENELEC-ETSI Smart Meters Coordination Group at end 2012*" (dicembre 2012). Recentemente, il tema dell'interoperabilità è stato oggetto di ulteriore approfondimento nell'ambito del mandato europeo di standardizzazione M/490 in materia di *smart grid*.

meter, dispositivi e apparecchi (*smart appliances*) all'interno delle abitazioni e luoghi di lavoro,²⁰ secondo un paradigma internazionalmente conosciuto come *Internet of Things (IoT)*.

Obiettivi specifici dell'intervento regolatorio

1.31 A conclusione di questo capitolo introduttivo, si ritiene necessario esplicitare i principali obiettivi specifici dell'intervento regolatorio oggetto del presente documento per la consultazione, ovvero la determinazione delle "specifiche abilitanti" dei sistemi di *smart metering* di seconda generazione in attuazione dell'articolo 9, comma 3, del decreto legislativo 102/2014:

- favorire l'**efficienza nella gestione del servizio** di misura, incluso il miglioramento della qualità del servizio di misura (tempestività e affidabilità);
- promuovere la **concorrenza nei mercati della compravendita di energia elettrica** e, in prospettiva, della capacità e dei servizi di dispacciamento a cui la domanda in generale, e i clienti finali di bassa tensione in particolare, non sono attualmente abilitati partecipare;
- ridurre i rischi e quindi i relativi costi derivanti dai tempi attualmente non brevi di **regolazione delle partite economico-finanziarie** del sistema elettrico;
- favorire la **concorrenza nei servizi post-contatore e di messa a disposizione dei dati** di prelievo e consumo di energia elettrica al cliente finale e a terze parti designate dal cliente stesso;
- favorire lo **sviluppo dell'efficienza energetica**, anche attraverso una maggiore consapevolezza dei clienti circa i propri comportamenti di consumo (prelievo e, per i *prosumer*, autoconsumo di energia autoprodotta);
- sostenere lo **sviluppo dell'innovazione nel settore elettrico**, e favorire l'estrinsecarsi di eventuali sinergie tra l'installazione e l'utilizzo dei contatori di seconda generazione e la modernizzazione complessiva del Paese, anche in relazione all'Agenda digitale;
- assicurare **semplicità amministrativa**, incluse le possibili semplificazioni della regolazione del servizio di misura e dei diversi processi che si avvalgono dei dati di misura.²¹

²⁰ La recente Comunicazione della Commissione Europea *Delivering a New Deal for Energy Consumers* del 15 luglio 2015, COM(2015) 339 *final*, sintetizza così la situazione: "European standardisation bodies have already delivered a complete set of standards for smart meters and for the overall architecture and individual components of smart grids, covering both technology and communication issues (i.e. protocols for exchange of information). The Commission will follow the implementation of these standards closely and will analyse whether the European standards for smart grids and smart metering systems, as well as the recommended functionalities for the latter, are consistently applied to ensure that they deliver the desired functionality and interoperability. Standards and interoperability are important also for the in-home communication between a smart appliance and energy management systems so that demand-response-ready, in-home equipment can be easy to install and operate. Industry needs to finalise and apply such standards quickly".

²¹ Per una prima lista di tali processi, si veda il successivo punto 3.4.

- 1.32 La valutazione di tali obiettivi non può che essere compiuta tenendo conto del periodo, tutt'altro che breve se riferito ad apparati elettronici, per cui si prevede che i misuratori di seconda generazione debbano funzionare prima della verifica periodica, una volta installati. Come detto, tale periodo è attualmente fissato in 15 anni. Tuttavia, occorrerebbe valutare anche gli effetti economici complessivi della specifica di durata del misuratore. Da un lato vanno considerati i rilevanti costi connessi alla realizzazione del piano di sostituzione dei misuratori al termine della vita tecnico-economica; dall'altro occorre considerare che il misuratore è un oggetto di natura elettronica, soggetto a notevoli evoluzioni tecnologiche soprattutto per le componenti dedicate alla comunicazione remota.
- 1.33 In considerazione della lunghezza del periodo di vita tecnica dei misuratori, che come detto è attualmente indirettamente fissata dalla normativa metrologica, prima di passare all'illustrazione delle funzionalità (di alto livello) proposte per i sistemi di *smart metering* 2G, l'Autorità ritiene opportuno proporre nel prossimo Capitolo 2 alcuni criteri di progettazione secondo un approccio di *future-proof design* che mira a ridurre il rischio di precoce obsolescenza tecnologica dei nuovi misuratori. Una volta condivisi, a valle della presente consultazione, tali criteri potranno risultare utili per le imprese distributrici per sviluppare le specifiche di dettaglio partendo dalle funzionalità di alto livello presentate nel Capitolo 3 e dai requisiti funzionali di dettaglio indicati nell'Appendice III.
- 1.34 Successivamente, l'Autorità definirà i criteri *standard* di analisi costi/benefici che si ritiene opportuno intraprendere, secondo il percorso delineato nel documento per la consultazione 335/2015/R/eel, brevemente riepilogato nel Capitolo 4 di questo documento.

Spunti per la consultazione

- S1. Si condividono gli obiettivi specifici indicati? Vi sono altri aspetti che andrebbero considerati come obiettivi dell'intervento?

2. Criteri generali di progettazione “a prova di futuro” (*future-proof design*)

- 2.1 I nuovi contatori che verranno installati in sostituzione di quelli esistenti, come sopra discusso, saranno probabilmente destinati a restare in campo per un periodo fino a 15 anni, un arco temporale lungo se si considerano i probabili sviluppi che interesseranno non solo il servizio di misura ma anche i processi connessi.
- 2.2 Le dinamiche di trasformazione del sistema elettrico, già in corso, sono particolarmente intense. Le trasformazioni in atto sono connesse, sul lato commerciale, all’evoluzione del mercato *retail*, con particolare riferimento al superamento progressivo del servizio di tutela e, sul lato tecnico, all’evoluzione delle reti di distribuzione per far fronte di una sempre maggiore integrazione della generazione distribuita, in primo luogo da fonti rinnovabili, e al rapido aumento del numero di *prosumer* (ovvero clienti dotati di impianti di autoproduzione).
- 2.3 Considerate tali dinamiche, nonché la spinta che può derivare dallo sviluppo tecnologico (soprattutto per quanto riguarda i servizi di comunicazione connessi con la messa a disposizione dei dati a clienti e parti terze designate), l’Autorità ritiene opportuno indicare alcuni criteri generali di *future-proof design*, orientati ad assicurare la massima apertura del sistema e ad evitare che le scelte di progettazione che si compiono ora possano precludere successive evoluzioni del mercato o del funzionamento del sistema in sicurezza. Tali criteri generali dovrebbero ispirare le scelte di progettazione delle imprese distributrici ai fini della effettiva realizzazione delle funzionalità indicate nel successivo capitolo.
- 2.4 I criteri generali di *future-proof design* sinora individuati sono i seguenti:
 - A. minimizzazione delle esigenze di riprogrammazione di sistema;
 - B. massima indipendenza possibile da componenti *hardware* aggiuntivi;
 - C. separazione delle risorse tra la telegestione e la messa a disposizione di dati;
 - D. interoperabilità con dispositivi di terze parti per la messa a disposizione dei dati ai clienti o a terze parti designate dai clienti medesimi;
 - E. intercambiabilità tra sistemi di imprese distributrici diverse;
 - F. immunità in ambienti elettromagnetici perturbati;
 - G. multicanalità per la comunicazione e la messa a disposizione dei dati;
 - H. sicurezza informatica avanzata (*cybersecurity*);
 - I. progressiva integrazione con i sistemi intelligenti di distribuzione (*smart distribution system*);
 - J. minimizzazione dei vincoli di “retrocompatibilità” per la terza generazione di misuratori.
- 2.5 Ciascuno dei suddetti criteri generali è illustrato nel seguito di questo capitolo. Non si considera, invece, la possibilità di un mutamento di assetto del servizio di misura; si assume quindi che **le imprese distributrici opereranno in qualità di**

esercenti del servizio di misura per tutto l'arco di tempo considerato, come sancito dal già richiamato articolo 9, comma 3, del decreto legislativo 102/2014.²²

Criterio A. Minimizzazione delle esigenze di riprogrammazione di sistema

- 2.6 Uno degli aspetti meno soddisfacenti degli attuali sistemi di *smart metering* è sicuramente stato quello dei tempi eccessivamente lunghi di riprogrammazione. La riprogrammazione è stata effettuata massivamente tra il 2008 e il 2009, in occasione dell'introduzione dei prezzi di maggiore tutela differenziati per fascia e della lettura mensile a fine mese ai fini di bilancio nel *settlement*.
- 2.7 Successivamente, la lunga durata del processo di riprogrammazione dei misuratori di prima generazione ha mostrato di essere un elemento di rigidità. Per esempio, dato il breve lasso di tempo intercorrente tra l'emanazione della legge 47/11 (che aveva istituito, limitatamente all'anno 2011, la festività per il 150° anniversario dell'Unità d'Italia) e la data della stessa festività (17 marzo 2011), non è stato possibile considerare tale giornata come interamente appartenente alla fascia oraria F3 ai fini dell'applicazione dei prezzi per fascia oraria e del *settlement*.
- 2.8 Altri casi in cui la eccessiva lunghezza dei processi di riprogrammazione dei contatori è stata determinante per non dare seguito ad alcune proposte dell'Autorità si sono avuti in occasione della consultazione sulla revisione della struttura per fasce orarie dei corrispettivi applicati ai clienti domestici in maggior tutela²³ e, ancora più recentemente, in occasione della consultazione sulle opzioni di modifica delle attuali condizioni tecniche in materia di tolleranza del limite di potenza contrattualmente impegnata.²⁴
- 2.9 L'Autorità ritiene che per la seconda generazione debba essere compiuto non solo ogni sforzo per ridurre i tempi di riprogrammazione, ma soprattutto che il sistema di *smart metering* debba essere disegnato, nel suo complesso, in modo da minimizzare il più possibile le occasioni di riprogrammazione per motivi applicativi (fermo restando che potrebbero sempre rendersi necessarie operazioni di *download* su larga scala per motivi di sicurezza). Un modo per ottenere questo obiettivo è la centralizzazione dei dati elementari, anche se a bordo contatore vanno sempre mantenute le aggregazioni a scopo di trasparenza (in particolare, la visualizzazione sul *display* secondo i requisiti MID). Per fare un esempio, l'Autorità ritiene che una modifica delle fasce orarie debba essere gestibile a livello centrale, con impatto sui contatori in campo limitato all'aggiornamento

²² In alcuni Stati membri dell'Unione europea, come il Regno Unito e la Germania, le attività di misura non sono svolte dai distributori ma da specifici operatori di misura o dai venditori. Tuttavia, considerare tale ipotesi comporterebbe valutazioni molto diverse da quelle che l'Autorità ha compiuto, per esempio, nei documenti per la consultazione 5/2015/R/eel e 335/2015/R/eel.

²³ Si veda il documento di consultazione 216/2012/R/eel e la delibera di conclusione del procedimento 215/2013/R/eel.

²⁴ Si veda il documento di consultazione 34/2015/R/eel (in particolare, Capitolo 8) e il successivo documento per la consultazione 293/2015/R/eel (in particolare, Capitolo 7).

delle funzionalità relative alla visualizzazione sul *display*. Ciò si può ottenere con la separazione della rilevazione a intervalli frequenti del dato puntuale rilevato, dall'applicazione di criteri di raggruppamento per fasce, che devono essere inseriti solo per scopi di visualizzazione sul *display* o di messa a disposizione di valori storici.

- 2.10 In ogni caso, il sistema deve consentire che sia possibile, in primo luogo, configurare da remoto, con tempistiche sfidanti, i parametri di sistema che determinano il comportamento del contatore, e in secondo luogo sia consentito l'aggiornamento di *software* e *firmware* da remoto, come avviene ormai in tutti gli apparati connessi (dai personal computer fino ai nuovi televisori), con elevata affidabilità di raggiungimento di tutti i misuratori. Ricorrere ad un aggiornamento locale mediante un intervento manuale è un intervento costoso di *back-up* a cui fare ricorso solo nel caso, da considerare estremo, che l'aggiornamento da remoto fallisca.

Criterio B. Massima indipendenza possibile da componenti hardware aggiuntive

- 2.11 Una volta installati, i contatori di seconda generazione dovrebbero assicurare le funzionalità richieste senza necessità di ulteriori interventi in campo per aggiungere, modificare o sostituire singoli componenti *hardware*. Questo criterio di *future-proof design* richiede di preferire sempre soluzioni che permettano evoluzioni funzionali tramite interventi di natura *software* senza dover intervenire su componenti *hardware*. Si consideri l'esempio di una chiave di sicurezza per l'accesso riservato ai dati del contatore, che non deve essere realizzata in modo fisico ma "virtualizzata" attraverso funzioni logiche.
- 2.12 Il criterio della massima indipendenza possibile da componenti *hardware* aggiuntivi trova un limite nella necessità di dotare i consumatori di dispositivi *hardware* per sfruttare alcune funzionalità dei contatori, con particolare riferimento alla messa a disposizione dei dati. L'Autorità ritiene che, per le finalità perseguite dal decreto legislativo 102/2014, la varietà di tali dispositivi nella disponibilità dei clienti costituisca un valore per il sistema, in quanto consente di sviluppare applicazioni innovative delle funzionalità del sistema di *smart metering* di seconda generazione in grado di estrarre sempre maggior valore dalla infrastruttura. Pertanto, il criterio di massima indipendenza possibile da componenti *hardware* aggiuntive trova applicazione con riferimento esclusivo ai componenti del sistema in campo, nella disponibilità delle imprese distributrici (contatori e concentratori), e non ai dispositivi per la messa a disposizione dei dati nella disponibilità dei clienti finali.
- 2.13 Considerata la maggiore importanza della componente *software*, nella progettazione di dettaglio va assicurata la garanzia che ciò non comporti una maggiore vulnerabilità del sistema rispetto alle minacce di violazione della sicurezza informatica (*cybersecurity*), come indicato più avanti (vd successivo Criterio H.).

Critério 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

- 2.14 L'architettura dei sistemi di *smart metering* attualmente presenti in Italia è a due livelli, con un concentratore interposto tra il sistema centrale di telegestione e il contatore. Nel segmento contatore-concentratore, la tecnologia di comunicazione attualmente utilizzata è la trasmissione di dati sulle linee elettriche di bassa tensione, con la modalità conosciuta come comunicazione "*power line carrier*" (di seguito: PLC) o "onde convogliate". Sia l'architettura che la tecnologia sono state liberamente definite dalle imprese distributrici.²⁵
- 2.15 La tecnologia attualmente in campo in Italia per lo *smart metering* presenta un unico canale di comunicazione PLC, con una velocità di trasmissione (*bit rate*) attualmente pari a 2.400 bit/secondo. Tutti i misuratori elettronici di bassa tensione attualmente installati in Italia dispongono di un unico *modem* per la comunicazione su PLC, sulla cosiddetta "banda A" prevista dalla normativa CENELEC e riservata all'impresa distributtrice.²⁶
- 2.16 La prima generazione di contatori è stata sviluppata utilizzando protocolli proprietari per la comunicazione tra contatore e concentratore: ciò ha finora fortemente limitato la diffusione di servizi accessori basati sull'accessibilità delle misure locali di consumo, che possano essere offerti da soggetti terzi rispetto al distributore, attraverso dispositivi, nella disponibilità del cliente e in grado di dialogare con il contatore acquisendo i dati in tempo quasi reale.²⁷
- 2.17 Per le finalità perseguite dal decreto legislativo 102/2014, ovvero di consapevolezza e miglioramento dell'*Energy Footprint* del cliente di energia elettrica, la comunicazione tra il misuratore e i dispositivi posizionati negli ambienti di vita e di lavoro, con funzionalità di rilevazione di misure e attuazione di comandi, rappresenta uno snodo cruciale. Per questo, l'Autorità ritiene che nei sistemi di *smart metering* di seconda generazione debba essere superata l'attuale unicità delle risorse *hardware* per la comunicazione e debbano essere invece dedicate risorse per la comunicazione su PLC tra il misuratore e i dispositivi nella disponibilità del cliente, in modo separato rispetto all'utilizzo della stessa tecnologia per la telegestione.

²⁵ La deliberazione dell'Autorità 292/06 non contiene prescrizioni né sulla tecnologia di comunicazione né sull'architettura di sistema. Si veda anche il documento per la consultazione 23/06, in particolare punto 4.6 e seguenti.

²⁶ L'utilizzo delle frequenze sulle linee elettriche è regolato dallo standard tecnico EN 50065-1 "Trasmissione di segnali su reti elettriche a bassa tensione nella gamma di frequenza da 3 a 148,5 kHz". In particolare, le frequenze fino a 95 kHz (banda A) sono dedicate alla comunicazione tra contatori e concentratori nella disponibilità del gestore di rete, mentre le frequenze superiori, fino a 148 kHz (e in particolare la banda C, 120-140 kHz, con impiego di protocollo) possono essere usate per applicazioni d'utente.

²⁷ Si veda per maggiori dettagli i capitoli 4 e 5 del documenti per la consultazione 232/2014/R/eel. Una sintesi delle osservazioni pervenute a tale consultazione è stata pubblicata nell'Appendice 1 al documento di consultazione 186/2015/R/eel.

- 2.18 A giudizio dell’Autorità, in una architettura come quella attuale, tale criterio di separazione implica che la modulazione per la comunicazione su PLC su banda A sul segmento misuratore-concentratore (per applicazioni di telegestione gestite dall’impresa distributrice) e quella su banda C per il segmento misuratore-dispositivo, per applicazioni nella disponibilità del cliente o di terze parti univocamente designate dal cliente (come previsto dalla lettera *d* dell’articolo 9, comma 3, del decreto legislativo 102/2014), siano completamente separate. La separazione di risorse di comunicazione tra le due bande implica la minimizzazione del rischio che la comunicazione su una banda riduca le prestazioni sull’altra banda. Soluzioni diverse, anche non basate su tecnologia PLC, possono comunque essere esaminate (si veda anche il successivo criterio G. “multicanalità”).
- 2.19 Occorre anche considerare che, nel segmento tra misuratore e dispositivi presso il cliente, la linea elettrica di bassa tensione potrebbe essere sfruttata anche per comunicazione tra dispositivi diversi all’interno dell’abitazione, con riduzione della banda disponibile per la comunicazione tra misuratori e dispositivi. Inoltre, la linea elettrica funge da *bus* trasmissivo unico, secondo le leggi fisiche di propagazione. E’ necessario, quindi, prevedere un sistema di controllo della banda disponibile e prevenzione delle collisioni di messaggi²⁸ sulla banda C.
- 2.20 La separazione delle risorse *hardware* di comunicazione per la telegestione e per la messa a disposizione dei dati ai clienti e terze parti designate dai clienti rende possibile anche l’adozione di soluzioni *software* diverse tra questi due flussi di comunicazione, per esempio in termini di protocollo applicativo di comunicazione o di misure di sicurezza.

Criterio D. Interoperabilità con dispositivi di terze parti per la messa a disposizione dei dati a clienti e terze parti designate dai clienti

- 2.21 Oltre alla separazione delle risorse di comunicazione tra il segmento misuratore-concentratore e il segmento misuratore-dispositivo, per garantire un effettivo sviluppo, anche con modalità innovative, dei servizi per l’*Energy Footprint*, occorre sviluppare nel massimo modo possibile l’interoperabilità con dispositivi e apparecchi nella disponibilità del cliente o di terze parti da questo autorizzate.
- 2.22 Oltre ai lavori di standardizzazione già richiamati nel capitolo 1, è attivo un *Expert Group* (EG1) della *Smart Grid Task Force* costituita dalla DG Energia della Commissione europea, che sta ultimando il proprio lavoro e pubblicherà a breve delle raccomandazioni. L’Autorità ha avuto modo di interagire con i servizi della Commissione europei durante i lavori di questo *Expert Group* ed invita le imprese distributrici a seguire le raccomandazioni che sono in corso di predisposizione, nonché gli standard tecnici internazionali disponibili, per

²⁸ I sistemi di *collision avoidance* consentono di verificare se la banda è disponibile prima di immettere un messaggio nel canale di comunicazione.

assicurare la più ampia interoperabilità con dispositivi di terze parti per la messa a disposizione di dati.

- 2.23 Per assicurare interoperabilità, è necessario a giudizio dell’Autorità che il protocollo di comunicazione sulla banda C (o su altro canale trasmissivo come da successivo criterio G. “multicanalità”) sia aperto e unico a livello nazionale. Le imprese distributrici dovrebbero quindi concordare, tra le diverse possibili soluzioni standardizzate a livello Cenelec²⁹, una pila protocollare completa (sia a livello fisico che a livello applicativo) per la banda C, da adottare a livello nazionale a seguito di consultazione pubblica con le parti interessate e da testare presso uno o più *test provider* adeguatamente qualificati.

Criterio E. Intercambiabilità con sistemi di altri distributori di energia elettrica

- 2.24 Nel corso del periodo di vita utile tecnico-economica dei misuratori 2G verranno a scadenza le attuali concessioni dell’attività di distribuzione. Le prossime concessioni dovranno essere affidate tramite gara. In base a quanto previsto dall’articolo 9, comma 2, del decreto legislativo n. 79/1999, tale processo potrebbe dare luogo a modifiche anche significative nell’attuale struttura del settore della distribuzione. Occorre quindi garantire l’intercambiabilità, non solo dei misuratori, ma anche di altri apparati (in particolare, i concentratori) o di interi sistemi di *smart metering* di ogni impresa distributrice con gli apparati installati da altre imprese distributrici, che potrebbero avere acquistato sistemi e componenti da fornitori diversi.
- 2.25 L’intercambiabilità rappresenta un obiettivo molto sfidante; documenti tecnici del 2011 indicavano che in presenza di profili diversi sullo stesso mezzo trasmissivo, “un obiettivo realistico può essere quello della co-esistenza”.³⁰ Tuttavia, trattandosi in questo caso proprio di stabilire i protocolli di comunicazione, l’Autorità ritiene che anche l’intercambiabilità possa essere assunta come criterio da tenere presente per una progettazione “*future-proof*” dei contatori di seconda generazione.
- 2.26 Come l’interoperabilità con dispositivi di terzi richiede che il protocollo di comunicazione sulla banda C sia aperto e unico a livello nazionale, in modo analogo l’intercambiabilità con sistemi di altre imprese distributrici comporta la selezione, tra le diverse possibili soluzioni standardizzate a livello CENELEC, di

²⁹ Si vedano in particolare le serie di documenti tecnici CENELEC TS 50568 e 52056.

³⁰ “Whereas interoperability is a general and achievable objective, the scope of interchangeability is limited due to the fact that in a smart metering system a number of different communication media will be used to adapt to differing economical and technical environments. Whereas communicating entities using the same media are likely to be interchangeable, entities using different communication media (e.g. power line carrier and wireless) may not be interchangeable. In the case of using different standards (e.g. modulation schemes) on the same media, the realistic goal is co-existence, i.e. a system using a certain standard should be able to co-exist with a system using another standard” fonte: CEN-CENELEC-ETSI TR 50572:2011, par. 9.

una pila protocollare completa (sia a livello fisico che a livello applicativo) *anche per la banda A* e per gli altri canali di comunicazione (inclusa la radiofrequenza³¹), da adottare a livello nazionale a seguito di accordo tra le imprese distributrici operanti in Italia.

Critério F. Immunità in ambienti elettromagnetici perturbati

- 2.27 L'indagine conoscitiva sul servizio di misura dell'energia elettrica avviata con la deliberazione 475/2013/E/eel ha messo in luce alcuni problemi derivanti dall'inquinamento armonico in corrispondenza degli inverter degli impianti di generazione distribuita, soprattutto fotovoltaici. Le emissioni elettromagnetiche degli inverter, infatti, risultano ostacolare notevolmente la comunicazione su linea elettrica. In questi casi si genera o un'attività manuale di raccolta delle misurazioni, o un aggravio in termini di ritardi e rettifiche nella comunicazione dei dati dai distributori a TERNA, al GSE e agli utenti della distribuzione / venditori, con conseguenti necessità di rifatturazione.
- 2.28 A livello internazionale, sono allo studio soluzioni a livello di normazione tecnica per definire livelli di compatibilità elettromagnetica;³² tuttavia, le nuove normative tecniche non impatteranno sugli impianti esistenti se non in occasione del loro rifacimento e quindi non costituiscono una soluzione utile nel breve periodo. Data la numerosità dei punti con flusso bidirezionale dell'energia, appare opportuno assumere, in occasione della progettazione dei misuratori 2G, tutte le misure di carattere *hardware* necessarie ad assicurare la massima immunità del sistema di comunicazione su linea elettrica dagli ambienti elettromagnetici perturbati.

Critério G. Multicanalità per la comunicazione e la messa a disposizione dei dati

- 2.29 La comunicazione PLC richiede che la linea elettrica sia in tensione. Ciò comporta che in condizioni di interruzione (mancanza di tensione al punto di prelievo), la comunicazione via PLC è impedita. Tuttavia, la possibilità per il misuratore di inviare allarmi al concentratore all'inizio dell'interruzione (c.d. *last gasp*) attraverso un canale di comunicazione diverso (radiofrequenza) permetterebbe all'impresa distributtrice di conoscere immediatamente lo stato di funzionamento del punto di fornitura, e quindi della linea attraverso il confronto con analoghi allarmi di altri misuratori attestati sulla stessa linea, con potenziali

³¹ Per la radiofrequenza, risulta sicuramente utile il lavoro di standardizzazione condotto in sede UNI-CIG per le specifiche di intercambiabilità di apparati relativi allo *smart metering* gas (serie UNI-TS 11291).

³² Si tratta di una tematica di competenza dal TC 77 di IEC che sta svolgendo una indagine internazionale in proposito, i cui risultati saranno esaminati nei prossimi mesi (è previsto un simposio internazionale in ottobre 2015, che si svolgerà in Italia in occasione della IEC *Plenary Session Meeting*). Un aggiornamento tecnico della problematica dei disturbi alle comunicazioni su PLC derivanti da emissioni elettromagnetiche, con specifico riferimento al caso italiano, è stato presentato nell'ultima conferenza CIRED (Lione, 15-18 giugno 2015, paper n. 1066: "*Impact of Non Intentional Disturbances on Distribution Line Communication*"). Sul tema sta lavorando anche il CT 316 del CEI.

benefici di miglioramento della continuità del servizio rispetto alla situazione attuale.³³

- 2.30 In generale, la multicanalità della comunicazione tra misuratore e concentratore permette di attivare servizi di comunicazione aggiuntivi rispetto a quelli che possono transitare sulla linea elettrica via PLC. Per esempio, un concentratore dotato di *modem* in radiofrequenza a 169 MHz con protocollo *wireless M-bus* sarebbe in grado di scambiare messaggi non solo con i misuratori elettrici della propria rete elettrica, ma anche con altri sensori dotati di capacità di comunicazione sulla stessa frequenza e con lo stesso protocollo, in una logica multi-servizio (*smart city*). A tale proposito, in uno dei progetti di telegestione multiservizio approvati con la deliberazione 334/2014/R/gas si stanno sperimentando concentratori bi-canale in radiofrequenza 169 MHz (per i contatori gas e idrici) e sulla rete elettrica via PLC, in particolare per la comunicazione con il servizio di pubblica illuminazione.³⁴
- 2.31 La multicanalità potrebbe essere estesa anche al segmento misuratore-dispositivi per la messa a disposizione dei dati: considerata l'elevata percentuale di misuratori posizionati al di fuori dell'abitazione o del luogo di lavoro, ciò permetterebbe in particolare di evitare i problemi di propagazione del segnale su linea elettrica in ambienti privati, provocati dal rumore derivante da apparecchiature elettroniche del cliente. Inoltre, la multicanalità sul segmento tra il contatore e il cliente permetterebbe di utilizzare dispositivi di comunicazione *wireless* sempre aggiornati rispetto all'evoluzione tecnologica dei protocolli di comunicazione; tali dispositivi sarebbero nella disponibilità dei clienti e a loro totale carico, senza richiedere nessun intervento dell'impresa distributrice. La configurazione più semplice sarebbe quella di dotare il misuratore di una porta fisica (per esempio, di tipo RJ45 o USB) e di un piccolo alloggiamento sicuro in cui il cliente o una parte terza designata potrebbe riporre un dispositivo, inserito in tale porta fisica. Sotto il profilo della sicurezza logica, una simile porta fisica dovrebbe funzionare *solo in modalità unidirezionale* (informazioni trasmesse dal misuratore al dispositivo). L'esistenza di una porta fisica locale sul contatore richiede approfondimenti per gli aspetti di sicurezza fisica per la protezione meccanica del misuratore anche da manipolazioni intenzionali (*anti tampering security*) e di sicurezza per l'isolamento elettrico (*safety*) di tale porta fisica.³⁵

³³ Le linee di bassa tensione attualmente non sono soggette a telecontrollo o telemonitoraggio, salvo casi particolari in alcune città. L'inizio delle interruzioni causate da guasti o eventi sulla rete di bassa tensione è attualmente computata dalla prima telefonata pervenuta dai clienti interessati ai centralini di pronto intervento. Sussistono quindi interruzioni con origine sulla rete di bassa tensione che vengono identificate con ritardo rispetto alla loro insorgenza effettiva, per esempio per assenza del cliente.

³⁴ E' opportuno osservare che i progetti sperimentali di telegestione multi-servizio prevedono come requisito obbligatorio la terzietà dell'operatore di comunicazione. La questione è ripresa nel capitolo 4.

³⁵ In Olanda alcuni contatori sono equipaggiati con connettore RJ11 (doppino telefonico). In altri Stati europei sono state adottate altre soluzioni basate su tecnologia *wireless* (es. *ZigBee* nel Regno Unito). In entrambi i casi sono stati affrontati e risolti i problemi di sicurezza (*safety/security*). A questo proposito si

- 2.32 L'approccio multicanale raccomandato costituisce anche una possibile soluzione di *back-up* alle sopra richiamate mancanze di comunicazione su PLC per incompatibilità con l'inquinamento armonico degli *inverter*.

Critério H. Sicurezza informatica avanzata

- 2.33 La Raccomandazione 2012/148/UE contiene (punti 24-28) diverse indicazioni in tema di sicurezza dei dati, partendo dal principio di "*data protection by design*" secondo cui la sicurezza dei dati personali dovrebbe essere "*concepita sin dall'inizio come parte integrante dell'architettura della rete, nell'ambito dell'impostazione della protezione dei dati fin dalla progettazione. Tale concezione dovrebbe includere misure di protezione dei dati personali contro la distruzione accidentale o illecita, la perdita accidentale e ogni forma di trattamento illecito, in particolare la divulgazione, la diffusione e l'accesso non autorizzati o l'alterazione di dati personali*".
- 2.34 Tra le misure di sicurezza avanzata, la Raccomandazione 2012/148/UE indica il ricorso alla crittazione dei dati (punto 25 della Raccomandazione), la conformità alle norme tecniche pertinenti in materia di sicurezza elaborate dalle organizzazioni europee di normazione (punto 26), l'analisi, condotta dagli operatori del servizio di misura, dei rischi per la sicurezza e le misure appropriate per garantire l'adeguato livello di sicurezza e di resilienza dei sistemi di *smart metering* (punto 27), tenendo conto anche delle linee guida emesse da ENISA.³⁶
- 2.35 L'Autorità ritiene che le imprese distributrici debbano esprimere il massimo sforzo per la piena attuazione delle raccomandazioni della Commissione europea in tema di sicurezza dei dati trattati nell'ambito dello *smart metering*. Ciò comporta che debba essere condotta un'analisi di rischio per stabilire le misure più appropriate, secondo il modello *DPIA - Data Protection Impact Assessment*,³⁷ attualmente in fase di applicazione volontaria.
- 2.36 E' opportuno sottolineare che il criterio C. di separazione architetture delle risorse tra telegestione e messa a disposizione dei dati ai clienti implica la possibilità di adottare soluzioni differenziate sui diversi flussi di comunicazione (dal misuratore verso il centro di telegestione e dal misuratore verso i dispositivi del cliente o di parti terze designate), anche sotto il profilo dell'applicabilità dello standard internazionale IEC 62056, richiamato dall'articolo 9, comma 3, del

osserva che sono in via di predisposizione linee guida per la sicurezza dei sistemi di *smart metering* da parte dell'associazione europea ESMIG che raggruppa i principali costruttori di sistemi di *smart metering*.

³⁶ Si vedano a questo proposito le linee guida ENISA (*European Union Agency for Network and Information Security*) "*Smart Grid Security: Recommendations for Europe and Member States*" (9 luglio 2012) e "*Appropriate security measures for smart grids*" (17 dicembre 2012), nonché il documento "*Proposal for a list of security measures for smart grid*" (EG2 deliverable, final) (9 dicembre 2013).

³⁷ Raccomandazione della Commissione del 10 ottobre 2014 relativa al modello di valutazione d'impatto sulla protezione dei dati per le reti intelligenti e i sistemi di misurazione intelligenti (2014/724/UE)

decreto legislativo 102/2014.³⁸ Un approccio indifferenziato potrebbe implicare un eccessivo aumento dei costi o un eccessivo abbattimento delle prestazioni.³⁹

- 2.37 Gli aspetti relativi alla sicurezza permeano l'intero progetto del sistema di *smart metering* 2G e devono essere considerati in relazione a ciascuna funzionalità. Per esempio, le funzionalità di riprogrammazione, che dovrebbero essere poco utilizzate a scopi applicativi data la granularità dei dati raccolti, risultano comunque di fondamentale importanza ai fini della sicurezza in quanto permettono *download* di *patch* di sicurezza per fronteggiare problemi insorgenti nel corso della vita tecnico-economica del sistema.

Criterio I. Progressiva integrazione con i sistemi intelligenti di distribuzione

- 2.38 Il passaggio alla seconda generazione dei contatori elettronici di bassa tensione va considerato anche come un'occasione di sviluppo innovativo dei sistemi di distribuzione (*smart distribution system*). Finora l'attenzione è stata prevalentemente rivolta alle reti elettriche di media tensione, soprattutto per l'integrazione della generazione distribuita da fonti rinnovabili, ma è ormai tempo di considerare anche gli sviluppi innovativi sulle reti di bassa tensione.
- 2.39 Vanno inoltre considerati gli effetti derivanti dalla progressiva connettività delle cabine secondarie con tecnologie sempre più performanti, indotte dalle tendenze evolutive degli *smart distribution system*. Una volta che una larga parte delle cabine secondarie fosse raggiunta da collegamenti con livelli di prestazioni di tipo LTE o superiori, sarebbe opportuno considerare anche la fattibilità tecnica e la convenienza economica di forme di accesso alla rete di comunicazione con i clienti finali per il tramite della banda C e di un *gateway* posto in cabina secondaria. Ovviamente tale forma di servizi di comunicazione dovrebbe essere adeguatamente regolata, potendo essere fornita solo dall'impresa distributrice.

Criterio J. Minimizzazione dei vincoli di retrocompatibilità per la terza generazione

- 2.40 La "retrocompatibilità" è la capacità di un sistema di funzionare interagendo con i componenti esistenti durante il processo di sostituzione. Infatti, occorre considerare che la sostituzione dei contatori richiede tempo per essere effettuata da ciascuna impresa nella propria area di concessione. E' quindi inevitabile che, almeno per tutto il tempo necessario a sostituire i contatori esistenti, co-esistano sistemi di nuova generazione con sistemi già in campo. Ciò richiede che le imprese distributrici debbano assicurare il funzionamento di ogni parte del sistema in assetto ibrido (con componenti dell'una e dell'altra generazione contemporaneamente installati e funzionanti).

³⁸ Si rinvia all'Appendice II per le prime considerazioni sulla applicabilità dello standard internazionale IEC 62056 sui diversi flussi di comunicazione per la telegestione e per la messa a disposizione dei dati

³⁹ L'adozione di crittografia riduce il *throughput*, pur non pregiudicando il bit rate, in quanto ha effetti sui tempi di latenza per le operazioni di criptazione e deciptazione.

- 2.41 Nella progettazione del sistema di seconda generazione, le imprese distributrici dovrebbero considerare anche la minimizzazione, per quanto possibile, dei vincoli di retrocompatibilità da garantire in occasione della sostituzione dei contatori di seconda generazione alla fine della loro vita tecnica-economica. Infatti, data l'evoluzione tecnologica dei sistemi di telecomunicazione nel paradigma “*IoT – Internet of things*”,⁴⁰ è possibile che l'architettura della terza generazione possa essere anche radicalmente diversa da quella della prima generazione: un eccessivo carico di vincoli di retrocompatibilità della seconda generazione potrebbe pertanto ostacolare l'innovazione, perpetuando architetture e tecnologie di seconda generazione che potrebbero risultare obsolete.
- 2.42 La multicanalità (vd criterio G.) potrebbe costituire una prima valida soluzione al problema della evoluzione tecnologica degli standard protocollari nel corso di periodo della vita tecnica economica dei misuratori, in quanto permette la convivenza di tecnologie differenti.

Spunti per la consultazione

- S2. Si condivide l'analisi dei criteri di “*future proof design*” condotta in questo capitolo? Vi sono ulteriori criteri di progettazione da considerare?
- S3. Si condividono le prime considerazioni sullo standard internazionale IEC 62056 (DLMS/COSEM) riportate nell'Appendice II?

⁴⁰ Il documento conclusivo dell'indagine conoscitiva sui servizi di comunicazione M2M condotta dall'Autorità per le garanzie delle comunicazioni (delibera AGCOM n. 120/15/CONS) delinea, tra l'altro, gli sviluppi della modalità di comunicazione definita “*cellular IoT*”, particolarmente adatta per la connettività punto-punto di oggetti fissi tramite reti pubbliche.

3. Funzionalità dei sistemi di *smart metering* di seconda generazione

- 3.1 In questo capitolo sono presentati i requisiti che l’Autorità propone per le funzionalità dei sistemi di *smart metering* di seconda generazione. Tali requisiti sono sviluppati in coerenza con i criteri di *future-proof design* presentati nel capitolo precedente e con i requisiti tecnici comuni indicati nella Sezione III della Raccomandazione 2012/148/UE (integralmente riportati nell’Appendice I di questo documento per la consultazione). Inoltre, i requisiti proposti sono presentati senza pregiudizio rispetto a ulteriori requisiti applicabili per legge (es. i requisiti essenziali di cui all’Allegato 1 al decreto legislativo 2 febbraio 2004, n. 22), che si intendono completamente assolti.
- 3.2 E’ inoltre essenziale che i sistemi di *smart metering* di seconda generazione siano aderenti agli standard di comunicazione individuati da CEN, CENELEC ed ETSI nell’ambito del mandato M/441 della Commissione europea, successivamente al rapporto tecnico CEN/CLC/ETSI 50572 del dicembre 2011 “*Functional reference architecture for communications in smart metering systems*”, al fine di garantire le condizioni di interoperabilità e intercambiabilità già richiamate nel capitolo 2.
- 3.3 I requisiti presentati in questo capitolo sono articolati in termini di *funzionalità* di alto livello. **L’Appendice III contiene un elenco completo dei requisiti** proposti; è stato utilizzato un codice progressivo [R-xx] per facilitare i riferimenti. I requisiti proposti tengono conto sia dei requisiti minimi di prima generazione, contenuti nella deliberazione 292/06, sia dell’esperienza acquisita dalle imprese di distribuzione e dall’Autorità, anche attraverso le segnalazioni dei clienti e le indagini conoscitive svolte, nell’impiego effettivo degli attuali sistemi di *smart metering*.
- 3.4 Considerata la centralità del dato di misura nel settore elettrico, le *funzionalità* non corrispondono ancora, in quanto di alto livello, agli *use cases* di dettaglio, ma permettono, in combinazione tra di loro, di assicurare, dal punto di vista applicativo, la corretta gestione dei diversi *processi* che utilizzano il dato di misura. **Il presente capitolo è focalizzato sulle funzionalità e non sui processi**, ma nei successivi passi del processo di valutazione dei costi/benefici (vd capitolo 4) occorrerà tenere presente i seguenti processi alimentati dai dati di misura:
- a) fatturazione e pagamento;
 - b) gestione dei clienti (es. eventi contrattuali, *switching*, gestione della morosità);
 - c) messa a disposizione dei dati ai clienti finali e parti designate;
 - d) gestione tecnica della rete e della qualità del servizio;
 - e) *settlement* (regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento);
 - f) partecipazione in modo affidabile e verificabile ai mercati dell’energia, della capacità, dei servizi di dispacciamento.
- 3.5 Nel corso del capitolo, in relazione ai processi ci si limiterà a presentare solo alcuni esempi applicativi, senza pretesa di esaustività.

Spunti per la consultazione

S4. Vi sono altri processi rilevanti per la successiva analisi dei benefici?

Funzionalità 1. Registrazione di grandezze continue (energia, potenza, tensione)

3.6 *Registri di energia* [R-01]. Attualmente i requisiti della deliberazione 292/06 prevedono la possibilità di registrazione *oraria* dell'energia attiva, separatamente in immissione e in prelievo, e dell'energia reattiva, nel caso di misuratori trifase. Per la seconda generazione, l'Autorità ritiene opportuno prevedere, per tutti i misuratori in bassa tensione, la registrazione *quartoraria* (ogni 15 minuti) dell'energia attiva in prelievo e in immissione, nonché dell'energia reattiva, separatamente tra induttiva e capacitiva. Senza dubbio, già la misurazione oraria dei punti di prelievo che oggi sono trattati con le tecniche di profilazione del carico permetterebbe di ridurre, progressivamente, il ricorso alle metodologie di *load profiling*, con evidenti miglioramenti in termini di corretta attribuzione delle partite fisiche ed economiche di energia agli utenti del dispacciamento, favorendo l'attività di programmazione degli operatori e riducendo le partite di conguaglio. Tuttavia, l'Autorità ritiene che potrebbe essere opportuno prevedere un intervallo di registrazione delle misure maggiormente granulare, cioè più breve dell'ora, e per esempio coincidente con un suo sottomultiplo come i 15'.⁴¹ Ciò dovrebbe permettere, oltre ai benefici ottenibili con la granularità oraria, anche di realizzare progressivamente una più efficiente gestione in fase di programmazione e in tempo reale del sistema elettrico da parte di TERNA, nonché una definizione di prezzi sul mercato dei servizi di dispacciamento più rappresentativi delle effettive situazioni di scarsità. Inoltre agevolerebbe, potenzialmente, una più ampia partecipazione, anche dal lato della domanda e dell'offerta diffusa più in generale, ai mercati dei servizi di dispacciamento.⁴²

3.7 *Registri di potenza* [R-02]. Attualmente la deliberazione 292/06 richiama il concetto di "potenza istantanea" ma non definisce tale concetto in modo operativo; viene invece definito operazionalmente il concetto di "potenza prelevata massima nel quarto d'ora". Si ritiene utile prevedere, per la seconda generazione, un registro di potenza istantanea, continuamente aggiornato, valutata sull'intervallo di 2 secondi (lo stesso intervallo di tempo che attualmente comporta l'intervento "immediato" del limitatore nel caso di superamento della soglia più elevata di potenza), di cui deve essere conservato il valore massimo

⁴¹ In alcuni mercati americani, il *settlement* è organizzato sulla base dei 5'.

⁴² È opportuno qui ricordare che nel codice di rete di bilanciamento, che prossimamente entrerà in fase di comitologia, ENTSO-e ha previsto, tra le altre, la definizione dell'*imbalance settlement period* cioè l'intervallo temporale sul quale sono calcolati gli sbilanciamenti rispetto al programma vincolante dei relativi utenti del dispacciamento. Il codice prevede un valore comune a livello europeo, attualmente ipotizzato in 15 minuti. Tuttavia ENTSO-e sta parallelamente conducendo una analisi costi-benefici volta proprio a valutare quale possa essere il valore più indicato i cui esiti non sono al momento disponibili.

giornaliero. Inoltre vengono mantenuti i requisiti già in essere per la registrazione della potenza prelevata massima nel quarto d'ora, distintamente per fascia oraria.

- 3.8 *Registri di tensione* [R-03]. Attualmente la deliberazione 292/06 prevede la rilevazione di “informazioni sintetiche” relative ai livelli di tensione (valori minimo e massimo registrati nella settimana e percentuale di campioni registrati nell'intervallo +10% / -10% del valore nominale della tensione). Sulla base dell'esperienza condotta in questi anni, anche attraverso richieste di raccolta dei valori di tensione registrati da ampi campioni di misuratori 1G,⁴³ l'Autorità ritiene opportuno che i misuratori 2G siano in grado di registrare almeno le variazioni lente di tensione in modo conforme agli standard tecnici internazionali applicabili,⁴⁴ fornendo gli indici sintetici previsti per le verifiche di tensione dalla regolazione della qualità del servizio.⁴⁵ Deve inoltre essere valutato (in relazione ai costi) se prevedere anche la registrazioni di altri indici continui di qualità della tensione, con particolare riferimento al tasso di distorsione armonica totale (THD), eventualmente limitato alle prime 20 armoniche.
- 3.9 *Orologio e calendario* [R-04]. Anche in presenza di rilevazione quattoraria dei registri di energia, resta comunque l'esigenza di disporre di fasce orarie (legate non solo alle ore del giorno ma anche alla funzione di calendario), ai fini di una semplice visualizzazione sul *display*, in ossequio ai requisiti essenziali indicati dalla Direttiva MID. Per quanto concerne i requisiti relativi all'orologio e al calendario, si confermano i requisiti già in essere con la delibera 292/06, con le seguenti modifiche:
- gestione di un numero di fasce (configurabili dal venditore: vd requisito [R-15] e [R-21]) e di un numero di intervalli nella stessa giornata da valutare in esito alla consultazione, tra loro coerenti: per esempio, nel caso venga confermato il numero massimo attualmente previsto di 4 fasce (F1, F2, F3 e F4), sarebbero necessari almeno 7 intervalli, in modo da rendere possibile la seguente sequenza nel caso di quattro fasce orarie: F4-F3-F2-F1-F2-F3-F4;
 - gestione di un numero di giorni festivi “*dummy*”, che possono essere aggiunti o tolti dalla lista attuale dei giorni festivi (tale numero potrebbe essere +/-5).

Funzionalità 2. Registrazione di eventi (qualità del servizio, eventi contrattuali)

- 3.10 *Eventi contrattuali* [R-05]. La deliberazione 292/06 prevede una serie di operazioni (attivazione, disattivazione, voltura, *switching*, modifica dei parametri contrattuali, variazione della potenza disponibile attraverso il limitatore). Tra tali eventi sono incluse le modifiche delle fasce orarie e degli altri parametri personalizzabili dal venditore (vd requisito [R-15]). E' necessario che di ciascun evento venga conservata, oltre alle caratteristiche specifiche, anche la marca

⁴³ Si veda il documento di consultazione 48/2015/R/eel, capitolo 7, e il documento di consultazione 415/2015/R/eel, capitolo 11.

⁴⁴ Norme tecniche EN 50160 e EN 61000-4-30.

⁴⁵ Articolo 66 del TIQE (Allegato A alla deliberazione ARG/elt 198/11)

temporale di effettuazione dell'operazione (che può essere diversa dalla data di efficacia della medesima, che dipende dalla regolazione). Deve essere inoltre registrato il motivo dell'intervento del limitatore (vd requisito [R-14a])

- 3.11 *Interruzioni della tensione* [R-06]. I misuratori di prima generazione hanno mostrato limiti intrinseci alla registrazione delle interruzioni, che pure è stata incentivata dall'Autorità. In particolare, l'esistenza di regole di accorpamento delle interruzioni lunghe, brevi e transitorie induce a ritenere, alla luce dell'esperienza maturata, che per la seconda generazione sia sufficiente registrare gli istanti di inizio e fine delle interruzioni di tensione con durata superiore a 3 minuti (interruzioni lunghe), trascurando la registrazione delle interruzioni brevi e transitorie per la quale è ragionevole che i clienti interessati installino, a spese proprie, un registratore di qualità della tensione completo di tutti gli indici di qualità.
- 3.12 *Altri indici non continui di qualità della tensione* [R-07]. In relazione allo sviluppo della generazione distribuita, risulta di una certa importanza la rilevazione delle variazioni rapide di tensione. Si propone di registrare gli eventi di variazione rapida della tensione superiore al 5% del valore nominale, con marca temporale. Deve inoltre essere valutato (in relazione ai costi) se prevedere anche la registrazione di altri indici non continui di qualità della tensione, con particolare riferimento alle sovratensioni transitorie fasi-terra (*spikes*).

Funzionalità 3. Acquisizione periodica delle grandezze registrate

- 3.13 *Rilevazione giornaliera delle grandezze continue e degli eventi* [R-08]. Anche se i misuratori attuali sono già predisposti per la registrazione oraria dell'energia, in effetti di norma per i clienti con potenza contrattualmente impegnata inferiore a 55 kW, attualmente non vengono rilevati i valori orari ma solo quelli aggregati mensili, distintamente per fascia oraria. L'Autorità ha motivo di ritenere opportuno che il sistema di *smart metering* 2G sia in grado di assicurare l'acquisizione giornaliera delle grandezze continue (quartorarie) di energia, nonché dei registri di potenza massima (istantanea a 2 secondi e nel quarto d'ora) e degli eventi, sia contrattuali che di qualità del servizio.⁴⁶ Tale funzionalità va esaminata sull'intero sistema, anche in relazione ai livelli di servizio desiderabili (vd funzionalità 10 e relativi requisiti), alle tempistiche e modalità di effettuazione del *settlement* da parte di TERN e alle tempistiche di fatturazione. Inoltre, nella transizione dalla situazione attuale (frequenza mensile) alla frequenza giornaliera potrebbe rendersi necessario un periodo intermedio con frequenza settimanale di

⁴⁶ Ciò permetterebbe, ad esempio, di supportare lo switching in 24 ore, un obiettivo che i regolatori europei si sono impegnati ad esaminare: vd "*Bridge to 2025*", par. 3.2 e in particolare punto 55 (ACER Recommendation n. 5/2015, Annex 1 "*Energy Regulation: a Bridge to 2025 conclusion paper*", 19 September 2014; disponibile su www.acer.europa.eu)

rilevazione. La rilevazione degli indici relativi alle verifiche di tensione potrebbe rimanere su base settimanale anche a regime.⁴⁷

- 3.14 *Freezing dei registri di energia e potenza* [R-09]. Attualmente, i registri di energia e di potenza vengono “congelati” in occasione di specifiche scadenze programmate (attualmente mensili)⁴⁸ o per eventi contrattuali (in particolare, *switching*, attivazione e disattivazione, voltura, cambio di potenza). La rilevazione giornaliera dei registri delle grandezze continue e degli eventi dovrebbe rendere meno rilevanti le operazioni di *freezing*, tuttavia si ritiene necessario, qualora la funzionalità di acquisizione giornaliera non venga immediatamente sfruttata dalla regolazione, per diverse ragioni possibili (tra cui anche l’implementazione di adeguati sistemi lato venditori), che sia prevista la possibilità di più operazioni di *freezing*, anche di tipo diverso, nell’arco dello stesso mese (si ipotizza un numero massimo di 5 *freezing*).
- 3.15 *Profondità delle serie di dati e ciclicità di rilevazione* [R-10]. Per quanto si preveda di intensificare la rilevazione, è necessario comunque prevedere una certa profondità delle serie di registri da conservare a bordo contatore. Attualmente sono previsti 36 giorni per i registri di energia; si ritiene che, nel caso di non immediato sfruttamento della rilevazione giornaliera, possa essere utile:
- [R-10.a] aumentare tale profondità a 70 giorni, non solo per i registri di energia ma anche ai registri di potenza istantanea massima giornaliera e prelevata massima nel quarto d’ora;
 - [R-10.b] prevedere una profondità di 28 giorni (4 settimane) per la conservazione degli indici di sintesi delle verifiche di tensione;
 - [R-10.c] prevedere una ciclicità di rilevazione tale per cui lo stesso dato viene sottoposto almeno a tre rilevazioni diverse, in modo da minimizzare gli errori dovuti alla trasmissione dei dati.

Funzionalità 4. Telegestione e controllo del limitatore di potenza

- 3.16 *Operazioni in telegestione* [R-11]. Si confermano i requisiti di telegestione già previsti dalla deliberazione 292/06. Tutte le operazioni di telegestione (diverse da quelle di riprogrammazione o riconfigurazione) danno luogo a eventi contrattuali le cui caratteristiche e marca temporale devono essere acquisiti in occasione dell’operazione stessa.

⁴⁷ L’acquisizione giornaliera della misura quattoraria *non* sarebbe sufficiente rispetto all’esigenza di monitorare (ed eventualmente controllare) in tempo reale la prestazione nel caso il punto di prelievo fosse abilitato all’offerta dei servizi di dispacciamento o al mercato della capacità. La comunicazione con il cliente finale tramite sistemi esterni (es. connettività internet) per il controllo di servizi di demand response non rientra tra i requisiti oggetto della presente consultazione.

⁴⁸ Il documento per la consultazione 405/2015/R/com propone che la frequenza programmata di rilevazione passi da una volta al mese a due volte al mese.

- 3.17 *Tolleranza del limitatore di potenza* [R-12]. Per tutti i misuratori con limitatore di potenza, è necessario uniformare la curva “a tempo inverso” di tolleranza del limite di potenza, attualmente non specificata dalla deliberazione 292/06 e realizzata in modo diverso tra le imprese distributrici.⁴⁹ A tale proposito l’Autorità ritiene opportuno estendere a tutti i clienti in bassa tensione con limitatore il sistema di soglie applicato da Enel distribuzione e da diverse altre imprese distributrici, in attuazione dell’Accordo volontario siglato da Enel con le associazioni dei consumatori nel 2003, e che sostanzialmente prevede l’utilizzabilità di un margine fino al 40% rispetto alla potenza contrattualmente impegnata per 180 minuti, fatto salvo che per tutto il periodo la potenza istantanea (rilevata a 2 secondi) non superi il limite superiore stabilito per motivi di sicurezza (attualmente pari, per esempio, a 14 kW per un cliente con potenza contrattualmente impegnata a 3 kW).
- 3.18 *Controllo remoto del limitatore di potenza* [R-13]. Gli attuali sistemi di *smart metering* consentono già il controllo remoto del limitatore di potenza come operazione di telegestione “spot”, implementando il requisito funzionale g) della Raccomandazione 2012/148/UE (vd Appendice I). Ciò ha consentito all’Autorità di definire processi specifici che sfruttano tale funzionalità per scopi inizialmente non previsti, quali ad esempio il mantenimento del “servizio minimo vitale” in caso di mancato rispetto delle scadenze di pagamento, per un certo tempo. Per la seconda generazione, le funzionalità esistenti devono essere mantenute e sviluppate per rendere possibile:
- [R-13a] il controllo del limitatore non solo in modalità “puntuale” ma anche in relazione a una porzione della rete per motivi di adeguatezza nella copertura del carico (*load shedding* remoto) o di sicurezza operativa in mancanza di controllabilità in tempo reale della generazione distribuita (per esempio, i punti di immissione con potenza inferiore a X kW – *distributed generation shedding* remoto);
 - [R-13b] la predisposizione di nuove forme contrattuali di connessione che si potranno sviluppare in relazione alle esigenze di adeguatezza o flessibilità dei sistemi di trasmissione e distribuzione, in particolare nei confronti di clienti di piccola dimensione; tali forme contrattuali potrebbero prevedere che, sotto certe condizioni ed eventualmente previa conferma del cliente interessato, l’impresa distributtrice, o il gestore della rete di trasmissione, possa ridurre o modulare la potenza disponibile per una certa durata (connessione *non-firm*).⁵⁰

⁴⁹ Si veda il documento di consultazione 34/2015/R/eel, Capitolo 7, per una descrizione dettagliata delle attuali implementazioni delle soglie di tolleranza di intervento del limitatore di potenza.

⁵⁰ E’ opportuno sottolineare che tali condizioni di connessione, se introdotte, dovrebbero comunque essere regolate (si veda il documento per la consultazione 5/2015/R/eel, paragrafo 13 e in particolare punto 13.3). Si tratta di una forma non particolarmente avanzata di *demand response*, che potrebbe rispondere a esigenze locali o generali di sicurezza intervenendo sulla capacità complessiva al punto di prelievo, mentre altre forme contrattuali più evolute di *demand response* potrebbero intervenire

3.19 *Indici di intervento remoto e locale del limitatore di potenza* [R-14]. In relazione agli sviluppi descritti ai punti precedenti, i misuratori di seconda generazione dovranno consentire la registrazione di opportuni indici che rilevino separatamente le diverse tipologie di intervento del limitatore (tali indici dovranno essere acquisibili giornalmente, come “eventi” con marca temporale):

- [R-14a] la durata e la profondità di ciascun intervento del limitatore, nonché la causa di tale intervento (ad esempio: intervento locale per superamento delle soglie di tolleranza; intervento spot in telegestione; intervento per *load shedding*; intervento per richiesta dell’impresa distributrice o del gestore del dispacciamento in caso di connessione *non-firm*) in modo che sia possibile elaborare degli indici come il numero e la durata media degli interventi nel giorno del limitatore, separatamente per le diverse modalità;
- [R-14b] parametri contrattuali tipici delle connessioni *non-firm*: evento di notifica (se prevista) del preavviso al cliente e, se richiesto, evento di conferma da parte del cliente.

Funzionalità 5. Configurabilità di alcuni parametri da parte dei venditori e parti designate

3.20 *Personalizzazione* [R-15]. Una radicale innovazione della seconda generazione dovrebbe essere quella di consentire ai venditori e ad altri soggetti interessati, come ad esempio i soggetti che effettuano i servizi di messa a disposizione dei dati, o gli aggregatori della domanda (di seguito indicati, complessivamente, come “parti designate”) di “personalizzare” alcuni aspetti del rapporto contrattuale con il cliente. A titolo di esempio non esaustivo, i seguenti aspetti potrebbero risultare di interesse per le parti designate:

- [R-15a] *fasce orarie*: il venditore potrebbe definire fasce orarie personalizzate per il contratto del cliente, in sostituzione di quelle standard definite dall’Autorità;
- [R-15b] *frequenza di messa a disposizione dei dati*: il soggetto incaricato dal cliente per la messa a disposizione ai clienti e parti da essi designate dei dati corrispondenti ai profili temporali di prelievo/immissione tramite un dispositivo potrebbe configurare, entro un *range* predefinito, la frequenza di campionamento dei dati di energia e potenza istantanea da mettere a disposizione del cliente attraverso opportuni dispositivi (vd funzionalità 8);
- [R-15c] *esigenze di privacy sul display*: il venditore potrebbe configurare la sequenza di visualizzazione sul display in modo da evitare che possano essere visualizzati dati personali, come il POD, che possono essere utilizzati in modo improprio da terzi malintenzionati (fermi restando i requisiti essenziali MID);

3.21 *Registro di credito in euro e relativa funzione di calcolo* [R-16]. Un’ulteriore innovazione della seconda generazione potrebbe essere quella di prevedere un

direttamente sui singoli carichi dell’utente o sulla generazione, in modo più mirato ai servizi di flessibilità, e non potrebbero pertanto essere offerte dalle imprese distributrici.

“registro di credito”, espresso in euro e configurabile dal venditore attraverso un’opportuna funzione di calcolo, che potrebbe fornire o il valore del deposito cauzionale versato o, laddove i contratti lo prevedessero, il credito residuo. Tale registro si dovrebbe aggiornare, ove previsto dal contratto, in relazione al consumo e ad altre variabili contrattuali: dovrebbe quindi essere considerato una *funzione di calcolo del credito*, esprimibile mediante un polinomio, i cui coefficienti siano parametrizzabili dal venditore in relazione alle diverse variabili contrattuali e il cui valore fornisce il credito. A titolo di esempio, si potrebbe considerare un polinomio esprimibile attraverso i seguenti parametri: una costante, un coefficiente espresso in euro/giorno, un coefficiente espresso in euro/kW massimo prelevato e un vettore di coefficienti espresso in euro/kWh prelevato (uno per ogni fascia oraria); tutti i parametri sarebbero configurabili dal venditore, attraverso il sistema di telegestione, con un predefinito livello di servizio.

- 3.22 *Accesso autenticato, affidabile e con elevato livello di servizio per venditori e parti designate* [R-17]. Per i venditori e le altre parti designate, dovrebbe essere gestito un sistema di autenticazione in grado di abbinare al singolo cliente un singolo venditore (in un dato istante di tempo) e un soggetto terzo, univocamente designato ai sensi dell’articolo 9, comma 3, lettera d), del decreto legislativo 102/2014, anche diverso dal venditore a cui mettere a disposizione i dati di prelievo e immissione di energia del cliente medesimo, in modo sicuro e riservato. Il sistema di autenticazione dovrebbe essere integrato con il Registro centrale utenti (RCU) del Sistema informativo integrato. L’interfaccia con i venditori e i soggetti designati per la messa a disposizione dei dati dovrebbe essere sia di tipo portale web sia di tipo *application-to-application* secondo il più comune standard aperto delle interfacce applicative (SOAP – *Simple Object Access Protocol*, basato su linguaggio XML – *Extensible Markup Language*). I livelli di servizio del sistema per i venditori e le parti designate dovrebbero essere molto elevati in termini di disponibilità, affidabilità e qualità.⁵¹

Funzionalità 6. Visualizzazione sul display locale

- 3.23 *Visualizzazione sul display di informazioni contrattuali minime* [R-18]. L’Autorità ritiene essenziale che il cliente possa rilevare sul *display* almeno il nome e il numero telefonico di contatto del venditore di energia elettrica da cui è servito. Questo requisito, attualmente non implementato, non risulta di difficile implementazione sulla seconda generazione di misuratori grazie a una semplice integrazione con il Registro centrale utenti (RCU) del Sistema informativo integrato, anche laddove non si pervenisse alla funzionalità 5. Deve essere valutato in dettaglio quali altre informazioni contrattuali minime si ritiene utile che vengano visualizzate al *display* (per es. la data di decorrenza del contratto, corrispondente allo *switching* con il fornitore attuale).

⁵¹ Si veda anche il successivo punto 3.41.

- 3.24 *Visualizzazione sul display dei registri di energia corredati dalle date* [R-19]. I registri “congelati” (*frozen*) di energia e di potenza rilevanti per la fatturazione che devono essere visualizzabili sul *display* ai sensi della normativa MID dovrebbero essere accompagnati dalla marca temporale del *freezing* (periodici o in corrispondenza di eventi contrattuali). Ciò consentirebbe un notevole passo in avanti di trasparenza rispetto alle bollette, potendo il cliente verificare sul contatore non solo il valore ma anche la data della lettura utilizzata per la fatturazione. Inoltre è da valutare se, nel caso di clienti a cui viene applicato un prezzo orario, sia da prevedere la visualizzazione sul *display* dei prelievi orari del giorno precedente, in conformità ai requisiti essenziali MID.⁵²
- 3.25 *Visualizzazione sul display dello stato del limite di potenza* [R-20]. Sempre allo scopo di massima trasparenza, il display dovrebbe anche indicare lo stato corrente del limite di potenza, indicando la eventuale causa di una limitazione più stringente rispetto al livello di potenza contrattualmente impegnata (es. riduzione per morosità, con indicazione della data; distacco per morosità; distacco per effetto di un contratto che prevede tale operazione; etc. vd anche lista esemplificativa al requisito [R-14a]).
- 3.26 *Visualizzazione sul display dei parametri configurabili dal venditore* [R-21]. Inoltre, qualora un venditore si avvalga della funzionalità n. 5 di configurabilità di alcuni parametri per personalizzare aspetti contrattuali rilevanti, il cliente dovrebbe essere in grado di visualizzare sul display le informazioni aggregate per mezzo dei parametri personalizzati; ad esempio:
- [R-21a] se un venditore personalizza le fasce orarie applicate ai fini di fatturazione (vd requisito [R-15a]), il *display* dovrebbe mostrare i valori *frozen* di energia utilizzando le fasce orarie definite dal venditore e non quelle standard).
 - [R-21b] allo stesso modo, se un contratto prevede un credito residuo e il venditore si avvale della configurabilità della funzione di calcolo del credito (vd requisito [R-16]), il valore di credito in euro dovrebbe essere visualizzabile dal cliente sul *display*;
 - [R-21c] come già evidenziato, anche la sequenza di visualizzazione delle informazioni sul display potrebbe essere oggetto di personalizzazione (requisito [R-15c]), sempre rispettando i requisiti essenziali MID in materia.
- 3.27 *Semplicità di visualizzazione* [R-22]. Il display del contatore non è un vero schermo e non può ragionevolmente fornire troppe informazioni. La modalità di consultazione dovrebbe essere sufficientemente semplice da non richiedere una interazione che vada oltre la pressione ripetuta di un unico bottone per lo *scrolling* di una lista (come avviene oggi), senza navigazione in strutture ad albero o simili. E' opportuno valutare la possibilità di retroilluminare il *display* in modo da consentire la lettura anche in situazioni di scarsa visibilità (caratteristica tipica ad

⁵² In particolare, punto 10.5 dell' Allegato 1 alla direttiva MID.

esempio degli scantinati dove sono posizionati circa la metà dei contatori in Italia). Potrebbe anche essere utile valutare l'utilità di uno schermo con più di una sola riga di testo visualizzabile e il relativo costo, a parità di ingombri complessivi del misuratore.

Funzionalità 7. Trasmissione dati al sistema di telegestione dell'impresa distributrice

- 3.28 *Tecnologia di trasmissione dati* [R-23]. L'Autorità non intende specificare la tecnologia di trasmissione dati al sistema di telegestione, in modo da lasciare le imprese distributrici libere di individuare la soluzione tecnologica più efficiente e le eventuali evoluzioni di tale tecnologia nel corso della vita tecnica. E' necessario comunque tenere presente che per un ovvio requisito di retrocompatibilità almeno all'inizio i sistemi di telegestione dovranno necessariamente disporre della comunicazione PLC già in campo (banda A), dal momento che i sistemi di prima generazione non dispongono di nessuna altra modalità di comunicazione.
- 3.29 *Tecnologia di backup* [R-24]. In relazione al Criterio G. (multicanalità) indicato nel capitolo 2, deve essere valutata, in relazione ai costi e ai benefici, l'opportunità che la seconda generazione sia dotata di una seconda (ed eventualmente anche di una terza) tecnologia di trasmissione dati per la telelettura e telegestione. Ciò potrebbe essere utilizzato per servizi nuovi, quali ad esempio la segnalazione dell'inizio interruzione (quindi, a portante PLC indisponibile; c.d. *last gasp*). Qualora la scelta si orientasse verso la tecnologia in radiofrequenza, sarebbe da valutare, con il contributo dell'Autorità per le garanzie nelle comunicazione,⁵³ l'opportunità di prevedere il ricorso alla frequenza 169 MHz verso cui è indirizzato anche il sistema *smart metering gas*, in modo da predisporre sviluppi in logica multiservizio.⁵⁴
- 3.30 *Protocollo unificato di comunicazione per telelettura e telegestione* [R-25]. Sinteticamente, il protocollo di comunicazione può essere scomposto come una "pila" a più livelli: il livello fisico, che dipende dalla tecnologia trasmissiva, il livello Data-link e altri sino al livello applicativo. Come indicato nel Capitolo 2, è opportuno che il protocollo di comunicazione evolva (a tutti i livelli della "pila" verso un unico standard aperto,⁵⁵ in modo da garantire adeguata intercambiabilità (vd Criterio E.) tra sistemi diversi almeno entro l'anno 2025, anno in cui dovrebbero cominciare le gare per le nuove concessioni di distribuzione ai sensi dell'articolo 9, comma 2, del decreto legislativo 79/99.

⁵³ Si veda il Rapporto di conclusione dell'indagine conoscitiva sui servizi M2M (allegato alla deliberazione AGCOM 120/15/CONS) che contiene un'analisi delle diverse questioni di tipo regolamentare e autorizzatorio connesse con lo sviluppo dello *smart metering*, incluso le forme di accesso simmetrico alle infrastrutture che rendono possibili tali servizi.

⁵⁴ Si veda il successivo capitolo 4 in relazione alle condizioni di terzietà che dovrebbero essere assicurate in tal caso, almeno nel caso di integrazione con altri servizi liberalizzati nei quali interviene, tramite una propria società di vendita, il Gruppo societario a cui appartiene il distributore.

⁵⁵ Si veda l'Appendice II per ulteriori considerazioni sui protocolli applicativi DLMS/COSEM.

Funzionalità 8. Messa a disposizione dei dati al consumatore o parti designate

- 3.31 *Proprietà dei dati e accesso senza corrispettivo.* Secondo il decreto legislativo 102/2014, articolo 9, comma 3, lettera b), ultimo periodo, il cliente finale è proprietario dei dati di prelievo registrati dal contatore (tale principio è stato definito principio di *customer data ownership*⁵⁶). Il distributore di energia elettrica (o di gas), quando opera in qualità di esercente il servizio di misura, deve quindi salvaguardare l'effettività di tale principio,⁵⁷ rimuovendo ogni ostacolo alla fruizione dei propri dati da parte del cliente finale. Non può quindi essere previsto nessun corrispettivo per la messa a disposizione dei dati⁵⁸, a parte il costo del dispositivo ove ciò sia necessario in relazione ai limiti del sistema di telegestione. L'Autorità vigila sul rispetto di tale divieto ai sensi dell'articolo 9, comma 8 del decreto legislativo 102/2014.
- 3.32 *Dati messi a disposizione [R-26].* In virtù del principio appena richiamato, l'Autorità ritiene che il cliente finale abbia diritto alla messa a disposizione di qualsiasi dato registrato dal misuratore relativo a un suo comportamento di prelievo dell'energia (attiva e reattiva) dalla rete pubblica. Inoltre, in virtù della trasparenza tipicamente applicabile a un servizio in monopolio come la distribuzione, si deve ritenere che anche i dati di qualità della tensione (interruzioni, variazioni di tensione ed altri indici se disponibili), pur non dipendendo dal comportamento di consumo del cliente, debbano essere messi a disposizione dei clienti finali. Infine, dovrebbero essere messi a disposizione dati di "stato del POD" come ad esempio la potenza contrattuale, eventuali situazioni di riduzione di potenza o distacco, identificativo del venditore (previo specifico consenso del cliente) ed eventuale presenza di un impianto di generazione (e identificativo dell'impianto nell'anagrafica gestita da Terna, sempre previo specifico consenso del cliente).
- 3.33 *Frequenza di aggiornamento e richieste iniziate dal dispositivo [R-27].* I misuratori di seconda generazione dovrebbero permettere un doppio regime:
- [R-27a] regime "passivo" per il dispositivo (*push*: comunicazione su iniziativa del misuratore): il misuratore mette a disposizione i dati di prelievo di energia con frequenza di almeno un campionamento al minuto e i dati di potenza istantanea in forma continua, quindi con frequenza ogni 2 secondi. La frequenza di aggiornamento per l'energia dovrebbe essere configurabile da una parte commerciale (vd requisito [R-15b]). Il valore efficace di tensione dovrebbe essere messo a disposizione ogni 10 minuti.

⁵⁶ CEER, *Advice on Customer Data Management for Better Retail Market Functioning (Electricity and Gas)*, Ref: C14-RMF-68-03, 19 March 2015.

⁵⁷ CEER, *The Future Role of DSOs. A CEER Conclusions Paper*, Ref: C15-DSO-16-03, 13 July 2015.

⁵⁸ Si ricorda che con l'espressione "messa a disposizione dei dati" si intende la messa a disposizione ai clienti e parti da essi designate dei dati corrispondenti ai profili temporali di prelievo/immissione tramite un dispositivo (articolo 9, comma 6, lettera b), punto 2 del decreto legislativo n. 102/2014); si veda il punto 1.26.

- [R-27b] regime “attivo” per il dispositivo (*poll*: comunicazione su iniziativa del dispositivo): il sistema dovrebbe supportare richieste iniziate dal dispositivo, in modo che sia possibile, ad esempio, implementare applicazioni di verifica di assorbimento di uno specifico apparecchio utilizzatore tramite confronto tra due rilevazioni su richiesta del dispositivo (con e senza l'apparecchio in uso). Con questa modalità dovrebbero essere di norma acquisiti anche i dati relativi allo “stato del meter”, salvo prevedere che specifici eventi contrattuali siano essere messi a disposizione in regime passivo tempestivamente dopo l'accadimento degli eventi a cui si riferiscono.

3.34 *Tecnologia PLC di trasmissione per la messa a disposizione dei dati* [R-28]. Come indicato nel capitolo 2 (Criterio D.), l'Autorità ritiene che per assicurare la massima interoperabilità con le terze parti interessate, nei misuratori di seconda generazione debba essere assicurata la comunicazione su PLC in banda C per la comunicazione tra misuratore e dispositivo del cliente, secondo un protocollo standard, aperto e unico a livello nazionale.

3.35 *Interfaccia fisica per la messa a disposizione dei dati* [R-29]. Come anticipato nel capitolo 2 (Criterio G.), deve essere valutata, in relazione ai costi e ai benefici, l'opportunità che i misuratori di seconda generazione siano dotata di una porta fisica con interfaccia di tipo RJ45 o USB ed eventualmente di un piccolo alloggiamento sicuro nel quale riporre dispositivi che potrebbero permettere la comunicazione *wireless* dei dati oggetto di messa a disposizione, con oneri di trasmissione a completo carico del cliente o della parte commerciale interessata. La valutazione deve includere anche gli aspetti di sicurezza fisica e di protezione dalle frodi, con particolare riferimento alle misure *anti-tampering* (vd successivo requisito R-31]). E' da considerare che tale porta fisica potrebbe permettere anche l'inserimento in modo sicuro, da parte dei clienti interessati e con oneri a loro carico, di *display* aggiuntivi più avanzati di quello in dotazione (per esempio per clienti con esigenze speciali per limitazioni del campo visivo).

3.36 *Retrocompatibilità con i dispositivi installati nella prima generazione* [R-30]. Deve essere assicurato che i dispositivi per l'*energy footprint* installati o accoppiati ai misuratori di prima generazione continuino a funzionare anche con una volta effettuata la sostituzione con i misuratori di seconda generazione, sia per i dispositivi tramite accoppiamento ottico (il cui riposizionamento sarà a cura del cliente o della parte commerciale interessata), sia per i dispositivi che comunicano tramite il contatore mediante linea elettrica (attualmente su banda A). Qualora tale ultimo aspetto non risulti percorribile per via del passaggio alla banda C, l'Autorità valuterà ipotesi di sostituzione gratuita per i clienti che hanno acquistato il dispositivo in un dato arco di tempo (ad esempio tre anni).

Funzionalità 9. Gestione di allarmi

3.37 *Allarmi all'impresa distributrice per situazioni anomale* [R-31]. La deliberazione 292/06 prevede già alcune condizioni per le quali il misuratore di prima generazione deve inviare un allarme (*alert*) al centro di telegestione; si tratta ad

esempio di situazione che potrebbero compromettere la corretta misurazione dell'energia, per effetto di manomissioni fisiche del misuratore o di intrusioni fraudolente a livello software (rispettivamente, funzione *anti-tampering* e *anti-hacking*). L'Autorità si attende un continuo miglioramento dei livelli di protezione del misuratore anche rispetto ad agenti esterni (es. allagamenti) nonché sotto il profilo della sicurezza informatica (si veda il capitolo 2, criterio H.).

- 3.38 *Allarmi al cliente, tramite dispositivi, per eventi particolari* [R-32]. La distanza fisica tra il contatore e il cliente rende necessario, almeno per i clienti il cui misuratore è posizionato al di fuori dell'abitazione o dell'ambiente di lavoro, la presenza di dispositivi per inviare allarmi in modo efficace. Tuttavia, è opportuno considerare la possibilità di inviare adeguati allarmi anche ai clienti all'approssimarsi di particolari eventi o condizioni. L'esempio applicativo più semplice, sotto questo profilo, è la segnalazione di imminente intervento del limitatore, in relazione alla derivata in aumento della potenza istantanea: per le caratteristiche intrinsecamente "veloci" di questo fenomeno, è necessario che l'allarme abbia anche natura acustica, il che richiede un dispositivo per il trasferimento al cliente nel caso di misuratori non posizionati nell'abitazione o nel luogo di lavoro.⁵⁹ E' importante sottolineare che, in assenza di requisiti di "velocità" dell'allarme, i venditori e le parti designate possono far arrivare tali allarmi anche attraverso altri sistemi (per esempio attraverso SMS telefonici o via web) con un ritardo pari almeno alla frequenza di acquisizione dei dati (vd requisito [R-08]). Ulteriori esempi applicativi di allarmi, anche meno "veloci" dell'esempio dell'intervento del limitatore, potrebbero riguardare il preavviso di interruzione programmata per lavori o di distacco per motivi contrattuali del cliente; oppure, l'invio al cliente di messaggi da parte di terze parti designate; o, nel caso di implementazione del registro di credito in euro di cui al precedente punto 3.21, in prossimità dell'esaurimento del credito. L'impresa distributrice non sarebbe responsabile dell'effettivo trasferimento dell'allarme al cliente nella misura in cui ciò dipende dal dispositivo del cliente.

Funzionalità 10. Elevata raggiungibilità e riprogrammabilità dei misuratori da remoto

- 3.39 *Raggiungibilità dei misuratori* [R-33]. L'Autorità ritiene utile fissare dei livelli di qualità obiettivo per la raggiungibilità dei misuratori. Sulla base dell'esperienza della prima generazione, in particolare dall'esame di dati raccolti dalle imprese distributrici, emerge l'esigenza di aumentare sensibilmente l'affidabilità e la tempestività di efficacia della telelettura e telegestione. Pertanto, l'Autorità ritiene opportuno verificare attraverso la consultazione se i seguenti livelli obiettivo

⁵⁹ Tale funzionalità applicata è stata realizzata sperimentalmente con il dispositivo *SmartInfo*, su contatori della prima generazione di Enel distribuzione. Si veda l'Appendice 1 del documento di consultazione 232/2014/R/eel.

possono essere considerati raggiungibili (almeno nel medio termine), anche grazie alle più moderne architetture e tecnologie di comunicazione disponibili:

- [R-33a] per l'acquisizione giornaliera dei dati quartorari di energia: 98-99% entro le ore 6:00 di ogni giorno;
- [R-33b] per operazioni "spot" di telegestione: 97-98% entro 2 ore e 99,5% entro 12 ore dal primo tentativo;
- [R-33c] per operazioni "su larga scala" di telegestione (come ad esempio la gestione del *load shedding*): da valutare in esito alla presente consultazione.

3.40 *Riprogrammabilità dei misuratori* [R-34]. Come già indicato nel capitolo 2, la tempestività del processo di riprogrammazione dei contatori dovrà costituire una delle principali differenze rispetto alla prima generazione. Anche se la flessibilità implicita nella rilevazione di dati quartorari dovrebbe ridurre le esigenze di riprogrammazione (criterio A.), è necessario considerare che la riprogrammazione potrebbe rendersi necessaria per difesa da vulnerabilità di sicurezza che venissero identificate in relazione a nuove modalità di attacco al sistema. Pertanto, in applicazione del criterio H. (*cybersecurity*), si ritiene necessario pervenire a livelli obiettivo sfidanti (che andranno comunque verificati in termini di raggiungibilità, come già detto al punto precedente, rispetto alle più moderne scelte architetture e tecnologiche disponibili):

- tempo limite di riprogrammazione: 1 mese per il 98-99% dei contatori installati e 2 mesi per il 99,5-99,9% dei contatori installati.

3.41 *Livelli di servizio per le operazioni richieste da venditori e parti designate* [R-35]. Operazioni come il distacco o la riduzione di potenza su base contrattuale dovrebbero essere richieste dai venditori e dalle parti designate registrate, previa autenticazione (vd requisito [R-17]) ed effettuate dall'impresa distributrice con elevati livelli di disponibilità del sistema, affidabilità delle transazioni e qualità del servizio, indipendentemente dal volume di richieste:

- [R-35a] in termini di disponibilità, il sistema dovrebbe assicurare una disponibilità non inferiore al 99,9% su base mensile;
- [R-35b] in termini di affidabilità, le richieste dei venditori e delle parti designate dovrebbero essere svolte in modo completo, regolare e corrispondente alla richiesta (senza errori) in una frazione molto elevata dei casi (indicativamente 98-99% su base settimanale);
- [R-35c] altri aspetti di qualità del servizio relative all'interfaccia del sistema per i venditori e le parti designate devono essere esaminati, anche in relazione alle evoluzioni del Sistema informativo integrato.⁶⁰

3.42 *Livelli di servizio per la messa a disposizione e la personalizzazione* [R-36]. Infine, appare opportuno individuare anche dei livelli obiettivo per la messa a disposizione dei dati (con un dispositivo certificato a seguito di opportuni test di

⁶⁰ Si veda il successivo punto 4.17.

interoperabilità) e per le operazioni di personalizzazione da parte dei venditori e delle parti designate:

- [R-36a] per la messa a disposizione di dati di energia alla massima frequenza di campionamento (1 minuto), in qualsiasi condizione di penetrazione dei dispositivi sulla linea di bassa tensione: tasso di successo della comunicazione *end-to-end* molto elevato (indicativamente non inferiore a 98% dei valori trasmessi nell'arco di 4 ore);
- [R-36b] per la messa a disposizione di dati di potenza istantanea alla massima frequenza di campionamento (2 secondi): tasso di successo della comunicazione *end-to-end* elevato (indicativamente non inferiore a 95% dei valori trasmessi nell'arco di 1 ora, in qualsiasi condizione di penetrazione dei dispositivi sulla linea di bassa tensione);
- [R-36c] per la personalizzazione dei parametri configurabili dai venditori e dalle parti designate: da valutare in esito alla presente consultazione.

Spunti per la consultazione

- S5. Si condivide l'analisi delle funzionalità innovative esaminate? Vi sono funzionalità, tra quelle proposte, che si ritengono non necessarie?
- S6. Vi sono altre funzionalità innovative che devono essere considerate dall'Autorità? Vi sono aspetti funzionali che possono essere resi più semplici o più efficaci rispetto a quanto proposto?
- S7. Con riferimento ai requisiti funzionali individuati in maggior dettaglio nell'Appendice III, quali si ritiene che potrebbero risultare non opportuni in base a una successiva analisi costi/benefici sul perimetro delle funzionalità? Per quali motivi?

4. Prossimi passi e interazione con altri processi di innovazione

- 4.1 In questo ultimo capitolo sono contenuti cenni ad altri passi che l’Autorità intende compiere in vista del processo di sostituzione dei misuratori di prima generazione.
- 4.2 In particolare sono richiamate le tematiche relative ai criteri per lo svolgimento di analisi costi-benefici per l’individuazione del perimetro delle funzionalità dei misuratori di seconda generazione e sono individuate alcune tematiche di assetto dei servizi di misura, non solo di energia elettrica, che andranno considerate nella prospettiva di garantire uno sviluppo efficiente ed efficace di tali servizi.

Perimetro delle funzionalità

- 4.3 Come indicato nel documento per la consultazione 335/2015/R/eel, *“l’Autorità reputa opportuno prevedere che le imprese distributrici procedano a svolgere analisi costi-benefici multi-stadio per la valutazione dell’ipotesi di installazione di misuratori 2G. Tali stadi sono necessari sul piano logico per separare i diversi aspetti oggetto di valutazione, ma non corrispondono a fasi successive sul piano temporale in quanto possono essere svolti contestualmente”*.
- 4.4 Sempre secondo quanto indicato nel documento per la consultazione 335/2015/R/eel, *“in un primo stadio, l’Autorità ritiene debba essere effettuata un’analisi costi-benefici per valutare quale sia la baseline di funzionalità dei misuratori 2G che risulta più efficiente e adeguata rispetto agli obiettivi di miglioramento dell’efficienza energetica e di innovazione del sistema; la baseline così definita sarà quella che si ritiene opportuno adottare per sostituire i misuratori elettronici 1G installati presso la clientela, in prossimità della scadenza della loro vita utile e che verrà utilizzata negli stadi successivi dell’analisi.”*
- 4.5 Tali valutazioni, necessarie per l’individuazione del perimetro di funzionalità dei misuratori di seconda generazione, saranno naturalmente influenzate dal grado di implementazione di attività e servizi che utilizzano i dati resi disponibili dai sistemi di misura. La valutazione dei benefici sistemici connessi ad alcune funzionalità dei misuratori di seconda generazione dipendono infatti dalle effettive possibilità di utilizzo dei dati.
- 4.6 Al fine di limitare la discrezionalità degli operatori nell’impostazione delle analisi costi-benefici, l’Autorità intende definire i criteri *standard* per la valutazione delle analisi costo/beneficio. Come preannunciato nel documento per la consultazione 335/2015/R/eel, tra i benefici l’Autorità intende considerare anche quelli che si riversano all’esterno del settore elettrico, tenendo sempre conto di non comportare oneri impropri per il cliente elettrico (per esempio dovuti a funzionalità esterne al settore elettrico). A tale scopo, l’Autorità ha tra l’altro avviato approfondimenti per acquisire informazioni in merito alle possibili sinergie con il Piano nazionale di infrastrutturazione del Paese con fibra ottica, ad esempio nelle aree territoriali nelle quali le potenzialità di mercato e le economie di densità sono tali da non

garantire un adeguato ritorno degli investimenti per gli operatori di telecomunicazioni (c.d. “*digital divide*”).⁶¹

Omogeneità sul territorio nazionale dei sistemi di smart metering di seconda generazione

- 4.7 Finora, in Italia sono stati realizzati sistemi diversi di *smart metering* che, pur tutti rispondenti alla deliberazione 292/06, sono risultati tra di loro differenziati in relazione ad alcuni aspetti (non primari) che o (i) non erano definiti in modo completamente dettagliato in tale provvedimento, come ad esempio la curva a tempo inverso per la tolleranza del limitatore di potenza, o (ii) erano ulteriori rispetto alle specifiche contenute in tale provvedimento, come ad esempio un dispositivo “satellite” per la messa a disposizione dei dati tramite PLC.
- 4.8 L’esperienza maturata in questi anni ha mostrato che la pluralità dei sistemi sviluppati non sia ottimale né sul piano dell’efficienza del servizio, né sul piano dell’efficacia del servizio nella prospettiva del cliente finale. Inoltre, la pluralità di sistemi aumenterebbe la rilevanza del tema della interoperabilità e intercambiabilità dei misuratori e dei relativi sistemi.
- 4.9 Logiche di riconoscimento dei costi basate su criteri *standard* dovrebbero favorire soluzioni efficienti da parte delle imprese distributrici che altrimenti potrebbero trovarsi nella condizione di non coprire i costi del servizio. L’Autorità intende pertanto valutare, in analogia a quanto è in corso di implementazione nell’ambito della *RTDG* per il servizio di distribuzione del gas naturale⁶², l’ipotesi di introdurre criteri standard di riconoscimento non solo dei costi dei misuratori, ma anche dei sistemi di telegestione e dei concentratori.
- 4.10 L’adozione di logiche *standard* di riconoscimento dei costi dovrebbe favorire scelte efficienti da parte delle piccole imprese che, considerate le rilevanti economie di scala che caratterizzano la realizzazione e la gestione dei sistemi di telegestione, dovrebbero essere orientate ad adottare approcci di tipo *buy*.
- 4.11 L’Autorità, inoltre, intende esplorare ulteriori iniziative tese a favorire l’adozione di soluzioni tecnologiche uniformi a livello nazionale da parte dei diversi concessionari del servizio di distribuzione, allo scopo di assicurare la massima intercambiabilità in vista delle scadenze delle concessioni di distribuzione.

⁶¹ Il documento “*Strategia italiana per la Banda Ultra Larga*” (Presidenza del Consiglio dei Ministri, marzo 2015) identifica i cluster territoriali C e D rispettivamente come aree marginali “attualmente” e “tipicamente” a rischio di fallimento di mercato. Si veda anche la Direttiva 2014/61/UE del 15 maggio 2014, in corso di recepimento nell’ordinamento nazionale, che promuove l’uso condiviso delle infrastrutture fisiche di telecomunicazione esistente e un dispiegamento più efficiente di infrastrutture TLC nuove, prevedendo anche il coinvolgimento dei gestori di servizi di pubblica utilità allo scopo di abbattere i costi dell’installazione delle reti di comunicazione elettronica ad alta velocità.

⁶² Allegato A alla deliberazione 367/2014/R/gas, come modificata e integrata con la deliberazione 455/2014/R/gas.

Interazione con l'installazione di smart meter per altri servizi diversi dall'energia elettrica

- 4.12 Come noto, gli obblighi di messa in servizio di *smart meter* per il servizio di distribuzione del gas naturale sono stati disciplinati in ultimo dalla deliberazione 651/2014/R/gas.
- 4.13 Nei prossimi anni il Paese sarà pertanto interessato da un vasto piano di installazione massiva di *smart meter* per il servizio di distribuzione del gas naturale.
- 4.14 Le prospettive di installazione di misuratori di seconda generazione per il servizio elettrico in grado di utilizzare canali di comunicazione diversi (radiofrequenze), come indicato nei paragrafi 2.28 e seguenti del presente documento per la consultazione, potrebbero offrire interessanti spazi per sviluppi sinergici di integrazione tra servizi, anche esterni ai settori dell'energia elettrica e del gas (quali ad esempio i servizi idrici e il teleriscaldamento), sia nella fase di installazione, sia nella fase di gestione.
- 4.15 Lo sviluppo di sinergie multi-settore, se appare auspicabile sul piano dell'efficienza e dell'economicità del servizio, impone una certa attenzione in relazione alle esigenze di terzietà e neutralità, come evidenziate nell'ambito delle sperimentazioni avviate con le deliberazioni dell'Autorità 393/2013/R/gas e 334/2014/R/gas .
- 4.16 L'Autorità intende pertanto effettuare approfondimenti in relazione ai profili di regolazione e di assetto connessi alle prospettive di sviluppo di sinergie in ottica multi-settore con altri servizi di pubblica utilità.

Coerenza con lo sviluppo del Sistema Informativo Integrato

- 4.17 L'Autorità ritiene di fondamentale importanza che i sistemi di *smart metering* 2G si sviluppino in coerenza con lo sviluppo del Sistema Informativo Integrato (SII) per vari aspetti che vanno dall'evoluzione del dimensionamento derivante del SII per effetto sia del notevole aumento dei dati che si prevede di raccogliere (in relazione alla prevista granularità quattoraria), sia delle esigenze di elaborazione relative all'aumento della frequenza di acquisizione dei dati in telelettura.
- 4.18 L'Autorità annette altresì grande rilevanza alle indicazioni di assoluta indipendenza del soggetto che sarà chiamato a gestire il database dei dati storici, per i quali le disposizioni di cui all'ultimo periodo dell'articolo 9, comma 3, lettera b), del dlgs 102/2014), prevedono che l'Autorità assicuri il trattamento *“attraverso apposite strutture indipendenti rispetto agli operatori di mercato, ai distributori e ad ogni altro soggetto, anche cliente finale, con interessi specifici nel settore energetico o in potenziale conflitto di interessi, anche attraverso i propri azionisti”*. La questione verrà trattata in successive consultazioni.

Separazione del brand delle imprese distributrici

- 4.19 In relazione allo sviluppo dei misuratori di seconda generazione, considerata la recente approvazione della deliberazione 296/2015/R/com in materia di separazione funzionale, l’Autorità intende valutare l’opportunità di introdurre specifiche disposizioni, tese ad inglobare e, ove possibile, anticipare gli effetti delle disposizioni relative alle norme in materia di separazione del marchio commerciale (*debranding*), nel processo di rinnovo del parco misuratori.
- 4.20 In particolare, l’Autorità è orientata a prevedere che i misuratori di seconda generazione, per le imprese distributrici soggette agli obblighi di cui al punto 4 della citata deliberazione 296/2015/R/com,⁶³ debbano essere predisposti in modo da risultare, in relazione al marchio, compatibili con le richiamate norme in materia di *debranding* fin dal 30 giugno 2016
- 4.21 In altri termini, alle imprese distributrici verrà richiesto di tenere conto, già in sede di progettazione del *layout* del nuovo misuratore, della necessità di garantire la sua compatibilità, al minimo costo, con il processo di *debranding*, escludendo dall’origine la presenza nella scocca del misuratore della stampigliatura di ogni simbolo identitario (es. loghi, scritte, etc.) destinato ad essere sostituiti a breve, in attuazione delle richiamate norme.

Spunti per la consultazione

- S8. Osservazioni in merito al processo di definizione del perimetro di funzionalità tramite analisi costi-benefici.
- S9. Osservazioni circa le possibili interazione con l’installazione di *smart meter* per altri servizi diversi dall’energia elettrica.
- S10. Osservazioni circa le interazioni con i prossimi sviluppi del SII.
- S11. Osservazioni in relazione alle specifiche disposizioni in materia di separazione del marchio.

⁶³ Vale a dire tutte le principali imprese distributrici e, in ogni caso, quelle con oltre 100.000 punti di prelievo.

Appendici

Appendice I. Raccomandazione 2012/148/UE: i dieci requisiti funzionali minimi comuni

Di seguito si riporta integralmente, senza modifiche, la sezione III della Raccomandazione della Commissione del 9 marzo 2012 sui preparativi per l'introduzione dei sistemi di misurazione intelligenti (2012/148/UE), pubblicata nella Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea del 13 marzo 2012 (L 73/9). La Raccomandazione è indirizzata a "gli Stati membri e ogni autorità competente da essi designata per partecipare alla valutazione economica dei sistemi di misurazione intelligenti" (punto 46 - destinatari).

III. REQUISITI FUNZIONALI MINIMI COMUNI PER I SISTEMI DI MISURAZIONE INTELLIGENTI NEL SETTORE DELL'ELETTRICITÀ

39. La presente sezione è basata sulle migliori pratiche desunte da precedenti ACB [analisi costi benefici] sui sistemi di misurazione intelligenti nel settore dell'elettricità, effettuate in undici Stati membri. Essa fornisce un orientamento sulle misure da adottare affinché gli Stati membri mettano in pratica un'adeguata interoperabilità, le migliori pratiche e le norme per i sistemi di misurazione intelligenti in via di elaborazione nell'ambito dei mandati M/441, M/468 e M/490.

40. Si offrono agli Stati membri indicazioni su una serie di requisiti funzionali minimi comuni per i sistemi di misurazione intelligenti nel settore dell'elettricità, che li aiuteranno a trovare i mezzi, comuni a tutti, per razionalizzare i costi nei loro piani di introduzione di tali sistemi. Questi orientamenti potranno a loro volta servire agli Stati membri, al settore della misurazione e agli operatori di rete come base comune per condurre le proprie analisi costi/benefici e realizzare gli investimenti necessari per facilitare gli appalti legati all'introduzione dei sistemi di misurazione intelligenti, nonché per fornire alle autorità di regolamentazione definizioni di riferimento a livello europeo.

41. La presente sezione orienta anche sulle disposizioni atte a garantire benefici ai consumatori e a contribuire a una migliore efficienza energetica. Dovrebbe agevolare la correlazione tra sistemi di misurazione intelligenti e interfacce standard dotate di strumenti orientati al consumatore, che forniscono sia dati sul consumo sia informazioni sul costo, stimolando l'interesse degli utenti per le azioni di risparmio energetico e suscitando una risposta alla domanda. Questo approccio merita piena considerazione in sede di analisi dei costi e dei benefici dell'introduzione dei sistemi di misurazione intelligenti nel settore dell'elettricità, in linea con la legislazione dell'UE.

Requisiti funzionali minimi comuni

42. Ogni sistema di misurazione intelligente dell'elettricità dovrebbe presentare come minimo tutte le funzionalità di seguito esposte.

Per l'utente:

- a) **comunicazione della lettura del contatore direttamente all'utente o a un terzo da questi designato.** 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. Per incoraggiare il risparmio energetico, si raccomanda vivamente agli Stati membri di far sì che tutti gli utenti finali che usano i sistemi di misurazione intelligenti siano dotati di un'interfaccia standard che consenta all'utente di visualizzare i dati sul consumo individuale;
- b) **aggiornamento dei dati di lettura di cui alla lettera a) con sufficiente frequenza per consentire di risparmiare energia grazie a tali informazioni.** Questa funzione riguarda esclusivamente il versante della domanda, cioè l'utente finale. Perché l'utente possa fare affidamento sulle informazioni fornitegli dal sistema, deve disporre di informazioni corrispondenti al proprio comportamento. La frequenza deve essere adeguata ai tempi di risposta dei prodotti che consumano o che producono energia. La frequenza generalmente ammessa come necessaria per l'aggiornamento dei dati è almeno ogni 15 minuti. Le comunicazioni diventeranno probabilmente più rapide con l'evoluzione tecnica e lo sviluppo di nuovi servizi energetici. Si raccomanda altresì che il sistema di misurazione intelligente sia in grado di memorizzare e conservare per un certo tempo i dati sul consumo dell'utente, affinché quest'ultimo o un terzo da lui designato possa consultarli e recuperarli. In questo modo sarebbe possibile calcolare i costi legati al consumo;

per l'operatore addetto alla misurazione:

- c) **telelettura del contatore.** Questa funzione riguarda il versante dell'offerta, cioè l'operatore addetto alla misurazione. Secondo l'opinione generale, si tratta di una funzione chiave;
- d) **comunicazione bidirezionale tra il sistema di misurazione intelligente e le reti esterne a fini di manutenzione e controllo del sistema di misurazione.** Questa funzione riguarda la misurazione. Secondo l'opinione generale, si tratta di una funzione chiave;
- e) **lettura sufficientemente frequente perché i dati possano servire alla pianificazione della rete.** Questa funzione riguarda sia il versante della domanda sia quello dell'offerta;

per gli aspetti commerciali della fornitura di energia:

- f) **supporto a regimi tariffari avanzati.** Questa funzione riguarda sia il versante della domanda sia quello dell'offerta. I sistemi di misurazione intelligenti dovrebbero comprendere strutture tariffarie avanzate, registrazione dei periodi di consumo e controllo a distanza delle tariffe. Questi elementi consentirebbero ai consumatori e agli operatori di rete di migliorare l'efficienza energetica e risparmiare sui costi, riducendo i picchi nella domanda di energia. Questa funzionalità, insieme a quelle descritte alle lettere a) e b),

rappresenta una molla potente per responsabilizzare il consumatore e migliorare l'efficienza energetica del sistema di fornitura. Si raccomanda che il sistema di misurazione intelligente consenta il trasferimento automatico di informazioni sulle opzioni tariffarie avanzate agli utenti finali, ad esempio tramite l'interfaccia standard di cui alla lettera a);

- g) **telecomando on/off dell'erogazione e/o del flusso o limitazione della potenza.** Questa funzione riguarda sia il versante della domanda sia quello dell'offerta. Offre all'utente una protezione aggiuntiva consentendo di modulare le limitazioni e abbrevia i tempi di attesa, ad esempio in caso di trasloco, consentendo di chiudere l'erogazione da una parte e aprirla dall'altra in modo semplice e rapido. È necessaria anche per la risoluzione di emergenze tecniche nella rete. Può tuttavia comportare ulteriori rischi per la sicurezza, che occorrerà ridurre al minimo;

per la sicurezza e la protezione dei dati:

- h) **sicurezza delle comunicazioni.** Questa funzione riguarda sia il versante della domanda sia quello dell'offerta. È indispensabile garantire un elevato livello di sicurezza in tutte le comunicazioni tra il contatore e l'operatore. Ciò dicasi tanto per le comunicazioni dirette con il contatore quanto per qualsiasi messaggio trasmesso attraverso il contatore da e verso apparecchi o comandi presenti presso l'utente. Per le comunicazioni locali in casa dell'utente, occorre proteggere sia i dati sia la vita privata;
- i) **prevenzione e accertamento delle frodi.** Questa funzione riguarda il versante dell'offerta, più precisamente la sicurezza in caso di accesso. L'importanza di questa funzionalità è dimostrata dall'ampio consenso che essa riscuote. È infatti necessaria non solo per prevenire le frodi ma anche per proteggere l'utente, ad esempio, contro la pirateria informatica;

per la generazione distribuita:

- j) **possibilità di importazione/esportazione⁶⁴ e misurazione reattiva.** Questa funzione riguarda sia il versante della domanda sia quello dell'offerta. Nella maggior parte dei paesi vengono predisposte le funzionalità necessarie per consentire la microgenerazione locale e rinnovabile, ossia il contatore a prova di futuro. Si raccomanda di installare questa funzione di default e di attivarla/disattivarla secondo i bisogni o i desideri del consumatore.

⁶⁴ Si tratta della traduzione dell'espressione inglese "import/export"; potrebbe essere tradotta in modo più preciso "prelievo/immissione di energia".

Appendice II. Prime considerazioni sull'applicazione dello standard IEC 62056

Che cosa è lo standard IEC 62056

L'*International Electrotechnical Organization* (IEC) è l'organismo internazionale per la standardizzazione tecnica in materia di elettricità, elettronica e tecnologie correlate. Il primo standard tecnico riconosciuto a livello internazionale per le architetture e protocolli applicativi di comunicazione relativi ai sistemi di *smart metering* è lo standard IEC 62056-1-0 che fornisce un quadro base di riferimento per la standardizzazione (*standardisation framework*). Tale quadro di riferimento è noto con l'acronimo DLMS/COSEM (*Device Language Message specification / Companion Specification for Energy Metering*). Come tutti gli standard tecnici, anche lo standard IEC 62056 è soggetto a evoluzione relativamente a nuove funzionalità.

Nel 2009 la Commissione Europea, tenuto conto dell'obiettivo principale della standardizzazione tecnica, che è quello di definire norme o specifiche tecniche volontarie, alle quali prodotti, processi di produzione o servizi attuali o futuri possono conformarsi, ha dato mandato agli organismi europei di standardizzazione, attraverso il mandato M/441 EN,⁶⁵ di definire i potenziali standard nel campo degli strumenti di misura per lo sviluppo di una architettura aperta che coinvolga protocolli di comunicazione abilitanti l'interoperabilità.

I lavori di standardizzazione avviati dai tre organismi europei di normazione tecnica CEN, CENELEC e ETSI, per effetto del mandato della Commissione europea M/441, hanno preso spunto dal lavoro IEC e dalle risultanze del progetto europeo *OPENmeter*, che comprendeva anche l'analisi dei diversi protocolli già in uso in Europa, consentendo di finalizzare la discussione tecnica fino a pervenire alla definizione di diverse soluzioni di standardizzazione.

La discussione tecnica ha fatto emergere un ampio consenso sull'uso dello standard IEC 62056 (codificato in Europa come EN 62056) come modello per le future implementazioni dei contatori intelligenti, in particolare di energia elettrica,⁶⁶ e ha confermato DLMS / COSEM come standard principale per i contatori telegestiti.

La serie IEC/EN 62056 costituisce una *suite* di standard tecnici, a livello applicativo e non fisico, che riguardano anche gli aspetti della sicurezza dei dati, la privacy, l'interoperabilità e il collegamento di reti intelligenti. Combinando i diversi elementi della *suite* DLMS / COSEM è possibile modellare funzioni avanzate di scambio di dati e di controllo, relativi non solo alla misura ma anche alla configurazione del misuratore, o a gruppi di tali dati, in modo da controllare funzioni basate sul tempo o di eventi e controllare l'accesso ai dati, per gestire il contatore, le sue funzioni di sicurezza e le sue interfacce di comunicazione. Il modello di dati (*data model*) COSEM comprende una vasta gamma di funzioni come la profilatura di carico, la rilevazione della qualità della tensione, la protezione dalle frodi, la gestione delle informazioni contrattuali e del carico di utenza. Sono incluse le funzioni di configurazione, parametrizzazione, aggiornamento del firmware, la supervisione del canale di comunicazione. Il

⁶⁵ <ftp://ftp.cencenelec.eu/CENELEC/EuropeanMandates/m441en.pdf>

⁶⁶ Fonte: *Introduction and Guide to the work undertaken under the M/441 mandate. A report by the CEN-CENELEC-ETSI Smart Meters Coordination Group at end 2012*, Dicembre 2012, scaricabile da internet: ftp://ftp.cencenelec.eu/EN/EuropeanStandardization/HotTopics/SmartMeters/CENCLCETSI_SMCG_end_2012.pdf

modello dei dati si estende al di là del settore elettrico, in quanto supporta anche la misura di diversi servizi, come gas, calore, acqua.⁶⁷

La *suite* DLMS COSEM mette inoltre a disposizione un sistema di certificazione (COSEM Test Tool) che consente la verifica di conformità allo standard, sia con procedure di autocertificazione, che con certificazione di parte terza.⁶⁸ Ancora, la declinazione dello standard in innumerevoli diverse applicazioni a livello mondiale, e relativi servizi (offerta non solo di prodotti basati su di esso, ma di librerie *software*, *drivers*, servizi di consulenza, sistemi e procedure di test), ne garantisce la continua evoluzione rispetto allo stato dell'arte, e l'indipendenza da specifici fabbricanti. Il fatto di essere un protocollo largamente utilizzato lo pone continuamente sotto analisi ed in discussione, anche ai fini della sicurezza. Questo favorisce l'identificazione tempestiva di qualsiasi criticità implementativa, e contribuisce all'irrobustimento del modello stesso di sicurezza.⁶⁹

Si deve inoltre annotare che questo quadro normativo prevede già un insieme di standard, in avanzata fase di sviluppo, al fine di interfacciare il modello dati ed applicativo alle *smart grid*, per applicazioni gestionali in coerenza con il modello CIM usato da ENTSO-e (IEC 61968-9)⁷⁰ e per automazione delle sottostazioni in coerenza con il protocollo IEC 61850,⁷¹ utilizzato anche nei progetti pilota *smart grid* promossi dall'Autorità.⁷²

Lo sviluppo dei “profili” delle serie CENELEC 50568 e 52056

Il lavoro del CENELEC ha consentito di standardizzare anche altri *data model* che sono in uso nei Paesi che hanno implementato gli *smart meter* in anticipo rispetto alla definizione degli standard nei tavoli internazionali, come l'Italia e la Svezia, i primi paesi in Europa ad avere messo in campo le nuove tecnologie digitali di *metering*. Tali *data model* presentano anch'essi una vasta gamma di funzioni relative allo *smart metering* oltre che un livello di affidabilità e performance collaudate su vasta scala e per periodi di tempo significativi.

Nell'ambito dei lavori di standardizzazione attivati per effetto del richiamato Mandato M441 della Commissione europea, era stato infatti rilevato inizialmente che “nessuno standard unico è in grado di coprire tutti gli aspetti per la gamma completa di applicazioni di sistemi di misurazione intelligente”⁷³ e si è quindi dato luogo alla individuazione di una serie di “protocolli/profili”, coerenti con il *framework* 62056-1-0: ciascuno di questi protocolli/profili

⁶⁷ In Italia, il protocollo per la telegestione e telettura dei dati dello *smart metering* gas è coerente con il framework di standardizzazione DLMS/COSEM.

⁶⁸ CEN/CLC/ETSI TR 50572 *Functional reference architecture for communications in smart metering systems*, §9.2

⁶⁹ CEN/CLC/ETSI TR 50572 §5.3.1 *Security principles* [estratti: “for systems with a long lifetime expectancy such as smart meters, security measures will need to evolve over time as more sophisticated attacks become available”; “smart meters, communication networks and data collector systems should be regularly tested for security vulnerabilities by an independent third party”].

⁷⁰ IEC/TS 62056-6-9, *Electricity Metering Data Exchange – Part 6-9: Mapping between the Common Information Model message profiles (IEC 61968-9) and DLMS/COSEM (IEC 62056) data models and protocols*.

⁷¹ IEC 61850-80-4 TS: *Communication networks and systems for power utility automation - Part 80-4: Translation from COSEM object model (IEC 62056) to the IEC 61850 data model*

⁷² Allegato 1 al documento di consultazione 255/2015/R/eel.

⁷³ CEN/CLC/ETSI TR 50572, §1 *Scope*.

permette una forma di interoperabilità, anche se ciascun protocollo/profilo non assicura l'intercambiabilità con gli altri. I diversi protocolli/profilo sono stati recentemente approvati con specifiche tecniche (TS) Cenelec (serie 50568 e 52056)⁷⁴. Occorre osservare che i diversi protocolli/profilo corrispondono all'esigenza di tener conto della diversità delle reti di trasporto utilizzate, ma la parte applicativa (che corrisponde al più alto livello della pila ISO/OSI), così come il modello dati, devono essere, secondo il *framework* citato, di tipo DLMS/COSEM per consentire l'interoperabilità.

La situazione in Italia e i vincoli di retrocompatibilità

I sistemi di *smart metering* di "prima generazione", attualmente presenti in Italia, sono stati sviluppati anticipatamente rispetto alla definizione dei primi standard derivanti dal lavoro normativo internazionale e presentano pertanto un data model diverso rispetto a quelli standard emanati successivamente.

Per quanto concerne la definizione degli standard per la seconda generazione, in relazione alla possibilità di considerare l'adozione di protocolli conformi agli attuali standard Europei, non si può non tenere conto dei requisiti connessi ai vincoli di *retrocompatibilità* della nuova soluzione con il parco contatori in campo. Tali vincoli sono derivanti dal ricorso alla funzione di *re-laying* (rilancio dei messaggi) che i misuratori svolgono per assicurare la consegna di messaggi di altri misuratori, in modo da superare eventuali problemi di propagazione lungo la linea. Tale funzione, determinante ai fini della efficacia e affidabilità complessiva del sistema, può essere svolta solo assicurando che, per tutta la durata della sostituzione dei misuratori, vi sia piena interoperabilità tra protocolli presenti sui misuratori di prima e di seconda generazione.

Considerazioni sulla banda A in presenza di vincoli di retrocompatibilità

Quindi, fino a che sotto una stessa cabina secondaria (quindi, sotto lo stesso concentratore) non sia completata la sostituzione, e quindi siano presenti misuratori dell'una e dell'altra generazione, sarà necessario utilizzare, sulla banda A di comunicazione tra i misuratori e il relativo concentratore, solo il protocollo dei misuratori di prima generazione (a tutti i livelli: livello fisico, *data link* e applicativo), per assicurare lo scambio dei messaggi di telegestione tra il concentratore e i contatori. Per quanto riguarda l'ipotesi di adozione di un protocollo conforme agli *standard* europei, si può prevedere la sostituzione e attivazione da remoto del protocollo retrocompatibile con un nuovo protocollo conforme tramite un aggiornamento *software* a valle del completamento del piano di installazione.

Considerazioni sulla banda C in assenza di vincoli di retrocompatibilità

Per quanto riguarda la comunicazione tra misuratore e dispositivi dei clienti, occorre osservare che nella seconda generazione si prevede di disporre di risorse di comunicazione dedicate (vd

⁷⁴ Il 24 aprile 2015 il CENELEC ha pubblicato i seguenti protocolli standard PLC:

- TS 50568-4 SMITP *lower layers*; TS 50568-8 DLMS/COSEM *profile for SMITP B-PSK PLC, including the original profile and data model CLC/TS/50568-4*; CLC/TS 50568-8 SMITP;
- TS 52056-8-5, DLMS/COSEM *PRIME PLC profile*;
- TS 52056-8-4, DLMS/COSEM *G3-PLC profile*;
- TS 52056-8-7 DLMS/COSEM *AMC-SS PLC profile (CX1)*.

Capitolo 2, Criterio C.) sulla banda C, completamente separata dalla banda A utilizzata per la telegestione. Dal momento che i misuratori dell'attuale generazione non effettuano comunicazioni sulla banda C, non esistono vincoli di retrocompatibilità per la scelta dei protocolli. La scelta dovrebbe quindi indirizzarsi naturalmente verso uno dei profili di comunicazione coerenti con il *framework* di standardizzazione europeo.

Occorre però osservare che la normativa tecnica recante i protocolli di comunicazione in banda C per la comunicazione tra misuratore e dispositivo, pur essendo in stato di avanzato sviluppo progettuale, non risulta ancora approvata.⁷⁵ L'unicità, a livello nazionale, del protocollo di comunicazione, oltre che la sua apertura a tutte le parti interessate, rappresenta un elemento chiave per il successo della seconda generazione, come evidenziato nel Capitolo 2 del presente documento di consultazione. E' necessario pertanto che venga effettuata una scelta iniziale comune a tutti i soggetti che devono sviluppare sistemi di *smart metering* di seconda generazione destinati a essere installati in Italia.

Considerazioni conclusive per un confronto tra protocolli/profili diversi

Nell'effettuare tale scelta, devono essere tenuti presenti anche gli effetti che la scelta del protocollo applicativo aperto per la banda C – e, una volta completata la sostituzione dei misuratori, anche sulla banda A – può generare sull'efficacia complessiva (in termini di tasso di successo della comunicazione *end-to-end*) del sistema. Sotto questo profilo, l'approccio da seguire dovrebbe essere quello di esaminare la distribuzione statistica dei diversi messaggi che circoleranno, separatamente per la banda C e la banda A, in termini di numero di *byte* da scambiare, sia per il messaggio di richiesta che per il messaggio di risposta e valutare quale protocollo risulta presentare un livello atteso di *performance* migliore, in relazione agli obiettivi di livelli di servizio da raggiungere, espressi in termini di affidabilità complessiva (tasso di successo atteso). Ogni protocollo presenta infatti un diverso *overhead* rispetto ai dati da scambiare e quindi comporta un maggiore o minore traffico rispetto ad altri protocolli. Il livello di affidabilità complessiva dipende da diversi fattori, tra cui oltre al mix di traffico, anche la capacità del canale trasmissivo, il *bit rate* utilizzato, la latenza (per effetto della elaborazione, crittazione e decrittazione dei messaggi), le esigenze di tempestività dell'applicazione (quasi *real time* sulla banda C, non *real time* ma comunque vincolato da stringenti requisiti di affidabilità sulla banda A).

Nel confronto tra protocolli, gli aspetti di efficienza devono essere contemperati con i criteri di interoperabilità e intercambiabilità. Protocolli aperti come il DLMS/COSEM presentano vantaggi in termini di indipendenza, concorrenza, conformità, sicurezza *end-to-end* e interoperabilità, che devono essere considerati insieme alle esigenze di ottimizzazione, una volta verificato che le *performance* richieste dal sistema possano essere soddisfatte utilizzando un protocollo coerente con il *framework* DLMS/COSEM.

⁷⁵ La recente Comunicazione della Commissione Europea *Delivering a New Deal for Energy Consumers* del 15 luglio 2015, COM(2015) 339 *final*, richiama il fatto che l'industria deve ancora approvare gli *standard* di comunicazione tra *smart meter* e dispositivi della *smart home*.

Appendice III. Requisiti tecnici per i misuratori di seconda generazione

In questa appendice sono riepilogati i requisiti tecnici necessari per implementare le funzionalità descritte nel capitolo 3 del documento. Nei casi in cui siano da valutare possibili alternative, queste sono indicate tra parentesi graffe { }.

[R-01] Registri di energia

- Registri incrementali di energia attiva prelevata (uno per ogni fascia)
- Registri incrementali di energia attiva immessa (uno per ogni fascia)
- Registri incrementali di energia reattiva prelevata (uno per ogni fascia)
- Registri incrementali di energia reattiva immessa (uno per ogni fascia)
- Curva quartoraria energia attiva prelevata
- Curva quartoraria energia attiva immessa
- Curva quartoraria energia reattiva prelevata
- Curva quartoraria energia reattiva immessa

[R-02] Registri di potenza

- Potenza istantanea ai 2 secondi: valore corrente e valore massimo giornaliero
- Potenza prelevata attiva massima quartoraria (per ogni fascia, nel giorno e nel mese)
- Potenza immessa attiva massima quartoraria (per ogni fascia, nel giorno e nel mese)

[R-03] Registri di tensione

- Conformità a norme CEI EN 50160 e CEI EN 61000-4-30
- Valore minimo della tensione efficace nella settimana
- Valore massimo della tensione efficace nella settimana
- Numero di campioni della tensione efficace nella banda +/-10%
- Numero di campioni della tensione efficace oltre il +10%
- Numero di campioni della tensione efficace sotto il -10%
- Numero di campioni della tensione efficace sotto il -15%
- { Tensione armonica totale THD (limitato alle prime 20 armoniche) }

[R-04] Orologio e calendario

- Risoluzione al secondo e deriva massima mensile +/- 60 sec
- Gestione di giorni feriali, sabati, domeniche, giorni festivi, Santo Patrono
- Gestione di +/- 5 giorni festivi *dummy*
- Programmazione settimanale (ogni giorno diverso dagli altri sei)
- Almeno 4 fasce di prezzo multiorarie F1÷F4 { eventualmente 6 fasce }

- Almeno sette raggruppamenti orari giornalieri ai quali applicare le fasce
{ eventualmente 11 raggruppamenti in caso di 6 fasce }

[R-05] Eventi contrattuali da registrare

- Attivazione / disattivazione contatore
- Cambio parametri contrattuali (es. potenza contrattualmente impegnata, fasce di prezzo, altri parametri personalizzabili dal venditore)
- *Switching*
- Voltura
- Limitazione di potenza disponibile attraverso il limitatore di potenza
- Registrazione della marca temporale cui si riferisce l'evento (data e ora)
- Registrazione del motivo di intervento sul limitatore di potenza

[R-06] Interruzioni della tensione

- istante di inizio e istante di fine di ognuna delle ultime 20 interruzioni di durata superiore a tre minuti

[R-07] Altri indici non continui di qualità della tensione

- Variazioni rapide di tensione superiore al 5% del valore nominale, con marca temporale
- { Sovratensioni transitorie fase/terra (*spike*), con marca temporale }

[R-08] Rilevazione periodica delle grandezze continue e degli eventi

- Acquisizione giornaliera di tutte le curve quartorarie degli ultimi tre giorni
- Acquisizione giornaliera della potenza massima istantanea degli ultimi tre giorni
- Acquisizione giornaliera dei valori massimi, nella giornata, della potenza quartoraria immessa e prelevata per fascia

[R-09] Freezing dei registri di energia e potenza

- *Freezing* dei registri incrementali di energia e dei registri di potenza: con frequenza minima settimanale
- *Freezing* su evento dei registri incrementali di energia e dei registri di potenza: cambio potenza, *switching*, voltura, modifica fasce e altri parametri personalizzabili
- Mantenimento dei valori dei registri incrementali di energia e dei registri di potenza per cinque periodi di *freezing*
- *Freezing* giornaliero della potenza istantanea massima

[R-10] Profondità delle serie di dati

- Profondità di 70 giorni per tutte le curve

- Fino a cinque *freezing* per i registri incrementali di energia e per i registri di potenza massima quartoraria
- Profondità di 4 settimane per il valore efficace tensione alimentazione
- { Profondità da valutare per la potenza massima istantanea }

[R-11] Operazioni in telegestione

- Sincronizzazione orologio/calendario
- Lettura della parola di stato
- Lettura dei registri incrementali di energia
- Lettura dei registri di potenza quartoraria
- Attivazione / disattivazione del contatore
- Programmazione potenza contrattuale/disponibile
- Voltura (senza disalimentazione) del contatore
- *Switching* (con/senza disalimentazione) del contatore
- Modifica parametri contrattuali
- Programmazione fasce di prezzo
- Distacco / abilitazione riarmo dell'interruttore
- Invio messaggi su display
- Lettura indici di intervento remoto e locale del limitatore di potenza
- Lettura interruzioni, variazioni rapide di tensione { e *spike* }
- { Eventuali parametri della curva a tempo inverso }

[R-12] Tolleranza del limitatore di potenza

- Curva a tempo inverso predefinita a livello nazionale

[R-13] Controllo remoto del limitatore di potenza

- Riduzione della potenza disponibile
- Disabilitazione della funzione per particolari tipologie di utenze (clienti non disalimentabili)

[R-14] Indici di intervento remoto e locale del limitatore di potenza

- Numero di interventi nel giorno del limitatore, separatamente per motivi (es. intervento locale per superamento delle soglie di tolleranza; intervento spot in telegestione; intervento per *load shedding*; richiesta dell'impresa distributrice in caso di connessione *non-firm*; etc.)
- Durata e profondità di intervento del limitatore per ciascuna occasione
- Parametri contrattuali tipici delle connessioni *non-firm*: evento di notifica (se prevista) del preavviso al cliente e, se richiesto, evento di conferma da parte del cliente

[R-15] Personalizzazione

- Fasce personalizzabili dal venditore
- Frequenza di invio dei dati al cliente finale personalizzabili dalla parte commerciale interessata

[R-16] Registro di credito in euro e relativa funzione di calcolo

- Funzione di calcolo quadrimiale (costante e tre coefficienti: euro/giorno; euro/kW prelevato massimo nel giorno; euro/kWh prelevato)
- Coefficienti dotati di segno algebrico
- Parametri della funzione di calcolo configurabile dal venditore

[R-17] Accesso autenticato per i venditori e le parti designate

- Integrazione con RCU del Sistema informativo integrato
- Interfaccia di tipo portale web e di tipo application-to-application (SOAP/XML)

[R-18] Visualizzazione sul display di informazioni contrattuali minime

- Nome e numero telefonico di contatto del venditore
- Data di decorrenza del contratto
- Valore della potenza contrattualmente impegnata
- Particolari condizioni, se attive, relative alla connessione (connessioni *non-firm*)

[R-19] Visualizzazione sul display dei registri di energia corredati dalle relative date .

- Valori correnti e riferiti ai *freezing* effettuati
- Registri incrementali di energia attiva prelevata (per fascia)
- Registri incrementali di energia attiva immessa (per fascia) per clienti *prosumer*
- Registri incrementali di energia reattiva prelevata ((per fascia)
- Registri incrementali di energia reattiva immessa (per fascia) per clienti *prosumer*
- Potenza prelevata attiva massima quartoraria (per fascia)
- Potenza immessa attiva massima quartoraria (per fascia) per clienti *prosumer*
- { Potenza istantanea ai 2 secondi }
- { prelievi orari del giorno precedente, per clienti con prezzo orario }

[R-20] Visualizzazione sul display dello stato del limite di potenza

- Stato corrente del limitatore di potenza con indicazione del motivo di intervento del limitatore

[R-21] Visualizzazione sul display dei parametri configurabili dal venditore

- Fasce programmate dal venditore
- Credito residuo (in euro)

[R-22] Semplicità di visualizzazione

- scrolling con unico pulsante
- { dimensione del *display*: riga unica o più righe }
- { retroilluminazione del *display* }

[R-23] Tecnologia di trasmissione dati per telelettura e telegestione

- Nel caso di utilizzo di PLC: separazione banda A Cenelec verso il concentratore e banda C Cenelec per la messa a disposizione di dati al cliente e terze parti
- { altre tecnologie possono essere proposte dalle imprese distributrici }

[R-24] Tecnologia di backup

- { Radio frequenza 169 MHz }

[R-25] Protocollo unificato di comunicazione per telelettura e telegestione

- Protocollo aperto, non proprietario, conforme a standard CENELEC, unificato a livello nazionale

[R-26] Dati messi a disposizione.

- Qualsiasi dato registrato dal misuratore relativo a un suo comportamento di prelievo dell'energia dalla rete pubblica
- Dati di qualità della tensione: interruzioni, variazioni lente e rapide di tensione, { altri indici }
- Dati di “stato del POD”

[R-27] Frequenza di aggiornamento e richieste iniziate dal dispositivo.

- Regime “passivo” (comunicazione iniziata dal misuratore): almeno ogni 2 secondi
- Regime “attivo” (comunicazione iniziata dal dispositivo): per il valore istantaneo di potenza, per valori storici e per dati di “stato del POD”

[R-28] Tecnologia PLC di trasmissione per la messa a disposizione dei dati

- Protocollo aperto, non proprietario, conforme a standard CENELEC, unificato a livello nazionale (può essere diverso da quello utilizzato per la telelettura/telegestione)

[R-29] Interfaccia fisica per la messa a disposizione dei dati

- { Tipo RJ45 o USB, con funzionamento unidirezionale dal contatore al dispositivo }
- { con alloggiamento fisico di ingombro predefinito }

[R-30] Retrocompatibilità con i dispositivi installati nella prima generazione

- { in mancanza di retrocompatibilità, eventuale sostituzione gratuita per clienti che hanno acquistato il dispositivo negli ultimi tre anni }

[R-31] Allarmi all'impresa distributrice per situazioni anomale

- Irregolarità di funzionamento del contatore ai fini della corretta misurazione dell'energia; per effetto di manomissioni fisiche del misuratore (*anti-tampering*); di intrusioni fraudolente a livello *software* (*anti-hacking*)

[R-32] Allarmi al cliente, tramite dispositivi, per eventi particolari

- Segnalazione (anche acustica) di imminente intervento del limitatore, in relazione alla derivata in aumento della potenza istantanea
- Preavviso di interruzione programmata sul punto di prelievo del cliente
- Invio al cliente di messaggi da parte di terze parti designate;
- Invio al cliente di messaggi in prossimità dell'esaurimento del credito (se abilitata la funzione di prepagamento)
- Possibilità di comunicare immediatamente tali allarmi al dispositivo del cliente

[R-33] Raggiungibilità dei misuratori

- Acquisizione giornaliera dei dati quattorari di energia: {98-99% } entro le ore 6:00 di ogni giorno
- Operazioni “spot” di telegestione: {97-98% } entro 2 ore e {99,5% } entro 12 ore dal primo tentativo
- Operazioni “su larga scala” di telegestione (come ad esempio la gestione del *load shedding*): da valutare in esito alla presente consultazione

[R-34] Riprogrammabilità dei misuratori.

- Tempo limite di riprogrammazione: 1 mese per il {98-99% } dei contatori installati e 2 mesi per il {99,5-99,9% } dei contatori installati

[R-35] Livelli di servizio per le operazioni richieste da venditori e parti designate

- disponibilità del sistema non inferiore al 99,9% su base mensile
- affidabilità: richieste dei venditori e delle parti designate svolte in modo completo, regolare e corrispondente alla richiesta (senza errori) in almeno il {98-99% } dei casi su base settimanale;
- { altri aspetti di qualità del servizio relative all'interfaccia del sistema per i venditori e le parti designate da esaminare, anche in relazione alle evoluzioni del SII }

[R-36] Livelli di servizio per la messa a disposizione e la personalizzazione

- Per la messa a disposizione di dati di energia alla massima frequenza di campionamento (1 minuto), in qualsiasi condizione di penetrazione dei dispositivi sulla linea di bassa tensione: tasso di successo della comunicazione *end-to-end* non inferiore a {indicativamente: 98% } dei valori trasmessi nell'arco di 4 ore;
- Per la messa a disposizione di dati di potenza istantanea alla massima frequenza di campionamento (2 secondi), in qualsiasi condizione di penetrazione dei dispositivi sulla linea di bassa tensione: tasso di successo della comunicazione end-to-end non inferiore a {indicativamente: 95% } dei valori trasmessi nell'arco di 1 ora
- Per la personalizzazione dei parametri configurabili da venditori e parti designate: da valutare in esito alla presente consultazione

Appendice IV. Acronimi utilizzati nel documento e nelle appendici

| Acronimo | Descrizione |
|-----------------|---|
| ACER | <i>Agency for the Cooperation of Energy Regulators</i> |
| CEER | <i>Council of European Energy Regulators</i> |
| CEI | Comitato elettrotecnico italiano |
| CEN | <i>European Committee for Standardization</i> |
| CENELEC | <i>European Committee for Electrotechnical Standardization</i> |
| COSEM | <i>COmpanion Specification for Energy Metering</i> |
| DLMS | <i>Device Language Message specification</i> |
| EI | <i>Energimarknadsinspektionen</i> (regolatore svedese) |
| EN | <i>European Standard</i> |
| ENISA | <i>European Agency for Network and Information Security</i> |
| ESMIG | <i>European Smart Metering Industry Group</i> |
| ETSI | <i>European Telecommunications Standards Institute</i> |
| IEC | <i>International Electrotechnic Committee</i> |
| IoT | <i>Internet of Things</i> |
| MID | <i>Measurement Instrument Directive</i> |
| PLC | <i>Power Line Carrier</i> |
| RCU | Registro Centrale Utenti (Sistema informativo integrato) |
| RF | Radiofrequenza |
| RTDG | Regolazione tariffaria distribuzione gas |
| SOAP | <i>Simple Object Access Protocol</i> |
| THD | Tasso di distorsione armonica (<i>Total Harmonic Distortion - EN 50160</i>) |
| TLC | Telecomunicazioni |
| TR | <i>Technical Report</i> |
| TS | <i>Technical Specification</i> |
| UNI | Ente Nazionale Italiano di Unificazione |
| USB | <i>Universal Serial Bus</i> |
| XML | <i>Extensible Markup Language</i> |