

**DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE
468/2016/R/EEL**

**SISTEMI DI *SMART METERING* DI SECONDA GENERAZIONE PER
LA MISURA DI ENERGIA ELETTRICA IN BASSA TENSIONE E IL
RILASCIO DELL'IMPRONTA ENERGETICA (*ENERGY FOOTPRINT*)
AL CLIENTE FINALE
Benefici potenziali e orientamenti
per il conseguente adeguamento regolatorio**

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 9 ottobre 2014, 483/2014/R/EEL

Mercato di incidenza: energia elettrica

4 agosto 2016

Premessa

Il presente documento illustra gli orientamenti dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (di seguito: Autorità) in merito alle aperture di opportunità e ai necessari interventi regolatori di completamento per la fruibilità effettiva dei benefici potenziali per l'utenza e il sistema elettrico a seguito dell'introduzione per l'Italia di sistemi di smart metering di energia elettrica in bassa tensione di seconda generazione. I requisiti funzionali dei sistemi di smart metering 2G sono stati definiti con la deliberazione 8 marzo 2016, 87/2016/R/eel, in esito al procedimento avviato con deliberazione 7 agosto 2014, 412/2014/R/efr per la formazione di provvedimenti di competenza dell'Autorità in attuazione del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, in tema di efficienza energetica.

La presente consultazione si inserisce nell'ambito del quadro strategico 2015-2018 dell'Autorità e, in particolare, allo sviluppo di maggiore concorrenza nei settori retail, anche grazie all'emancipazione di una domanda più consapevole e attiva, nonché del procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità 9 ottobre 2014, 483/2014/R/eel, per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica e di condizioni tecnico-economiche per il servizio di connessione già in vigore nel periodo di regolazione con decorrenza 1 gennaio 2016.

*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 il 20 settembre 2016.***

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 mercati elettricità e gas

piazza Cavour, 5 – 20121 Milano

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

Executive summary

Con la deliberazione 87/2016/R/eel l’Autorità ha definito i requisiti funzionali o specifiche abilitanti dei misuratori e dei sistemi di *smart metering* di seconda generazione (di seguito: 2G), in attuazione delle disposizioni del decreto legislativo 102/2014. Tali sistemi hanno funzionalità e prestazioni tecnologicamente avanzate e costituiscono una discontinuità tecnologica forte rispetto a quanto correntemente in uso presso i circa 36 milioni di punti (sia famiglie che piccole aziende) serviti in bassa tensione. Ciò rappresenta un’opportunità di evoluzione epocale del sistema elettrico che porta con sé nuovi servizi e un efficientamento nei processi a vari livelli nella filiera. Dal 2011 si attendeva la possibilità di un “salto” così significativo di intelligenza per il settore elettrico.

Il documento effettua un primo inquadramento sistemico delle possibili opportunità, di servizio e di processo, che il sistema di *smart metering* 2G potrà introdurre a vari livelli nel settore elettrico, focalizzandosi sui potenziali benefici. In particolare, è di fondamentale importanza la possibilità, permessa dallo *smart metering* 2G, di accorciare i tempi per la regolazione e la liquidazione di molteplici partite economiche di sistema e di mercato, avvicinandole al momento del prelievo “fisico” dalla rete. Inoltre, alcuni benefici sono correlati alla numerosità e alle tempistiche con le quali si procederà all’adeguamento tecnologico del sistema di misura, mentre altri potranno realizzarsi solo al raggiungimento di una certa massa critica di punti aggiornati ai nuovi paradigmi tecnologici dello *smart metering* 2G.

Alcuni di questi benefici sono potenzialmente conseguibili senza specifici interventi regolatori, mentre altri necessitano di un adeguamento del quadro di regole. Conseguentemente, nel percorso di riforma del quadro regolatorio, il processo di innovazione deve essere strutturato in modo da garantire che i benefici potenziali legati alla varie fasi di implementazione dello *smart metering* 2G sul territorio nazionale si possano dispiegare secondo logiche di efficienza e tempestività e sulle più larghe platee di utenti del servizio. Ciò anche attraverso la definizione di meccanismi di transizione dai sistemi attuali a quelli 2G, atti a supportare la compresenza sul territorio di generazioni di misuratori tecnologicamente differenti per un periodo temporale che, verosimilmente, sarà di diversi anni. Nel documento l’Autorità delinea, pertanto, i criteri ispiratori di un percorso di riforma regolatorio che possa supportare il processo di innovazione e al contempo tutelare i clienti e il settore.

La sistematizzazione degli impatti potenziali del sistema di *smart metering* 2G rappresenta un passo necessario ai fini non solo dell’identificazione degli interventi regolatori necessari, ma anche dei costi che il sistema elettrico dovrebbe sostenere per consentire la materializzazione dei benefici. Al riguardo, in parallelo al presente documento, l’Autorità presenta un ulteriore documento per la consultazione focalizzato sul riconoscimento dei soli costi a carico delle imprese distributrici e connessi alla sostituzione dei misuratori e degli apparati di prima generazione (1G) (documento per la consultazione 4 agosto 2016, 457/2016/R/eel). Tali costi non esauriscono tuttavia l’insieme degli adattamenti che gli operatori istituzionali e i venditori dovrebbero sostenere per adeguare l’operatività al nuovo contesto tecnologico e di mercato nei diversi scenari. In particolare, l’adeguamento dei sistemi di fatturazione e di gestione dei rapporti commerciali comporteranno costi incrementali che andranno tenuti in

considerazione nella definizione del nuovo quadro regolatorio. Con il presente documento l'Autorità intende dunque raccogliere anche informazioni utili alla valutazione di tali oneri.

INDICE

1. Inquadramento: contesto normativo, obiettivi, metodologia e impostazione del documento	6
Contesto normativo europeo e nazionale.....	6
Obiettivi e struttura del documento	7
2. I sistemi di smart metering 2G: i requisiti dell’Autorità	11
Architettura logico-funzionale dei sistemi smart metering 2G.....	11
La catena informativa verso il sistema elettrico – la chain 1.....	12
La catena informativa verso il cliente o terza parte – la chain 2	14
Il misuratore smart 2G.....	15
Criteri di fruibilità precoce	17
3. Opportunità di processi e servizi esistenti e nuovi scenari di settore abilitati dallo smart metering 2G	17
Fatturazione attiva retail (fatturazione nei confronti del cliente finale)	18
Fatturazione passiva retail (fatturazione del servizio di trasporto).....	18
Gestione di eventi contrattuali.....	20
Processi di switching e voltura	20
Programmabilità dei volumi in prelievo e in immissione.....	21
Processo di settlement	21
Offerte orarie	23
Offerte pre-pagate.....	24
Servizi di reporting e sviluppo di modelli comportamentali di consumo.....	27
Demand Side Response	29
4. Benefici conseguibili con l’introduzione dello smart metering 2G.....	30
Benefici correlati all’aumento della consapevolezza nei consumi elettrici.....	30
Benefici correlati alla riduzione della morosità del cliente finale	32
Benefici correlati alle attività di customer service e alla soddisfazione del cliente.....	35
Benefici correlati alla riduzione dei tempi di permanenza nei servizi di ultima istanza	36
Benefici correlati alle attività di previsione ed estensione dell’abilitazione della domanda alla partecipazione ai servizi di bilanciamento.....	37
Benefici correlati alla gestione della rete di distribuzione.....	38
Benefici correlati all’entità delle garanzie finanziarie tra attori della filiera.....	38
5. Ambiti di adeguamento della regolazione	39
Aggiornamento del Registro Centrale Ufficiale e strumenti di interazione con i misuratori per i venditori	40
Messa a disposizione dei dati validati di prelievo e di immissione e loro aggregazione ai fini dei rapporti commerciali	41
Superamento progressivo della metodologia di profilazione convenzionale (load profiling) e riforma del settlement.....	43
Switching e voltura.....	44
Disciplina del Dispacciamento (futuro Testa Integrato del dispacciamento).....	46
Garanzie richiesta da Terna	46
Codice di rete della distribuzione	47
Fatturazione di periodo ai clienti.....	47
Regolazione della qualità	47

1. Inquadramento: contesto normativo, obiettivi, metodologia e impostazione del documento

Contesto normativo europeo e nazionale

- 1.1 Il decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102/2014, con cui è stata recepita nell'ordinamento nazionale la direttiva europea 2012/27/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 25 ottobre 2012 in tema di efficienza energetica, all'articolo 9, comma 3, stabilisce che *"... 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 (di seguito: Autorità), con uno o più provvedimenti da adottare entro ventiquattro mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto, tenuto conto dello standard internazionale IEC 62056 e della raccomandazione della Commissione europea 2012/148/UE, predispone le specifiche abilitanti dei sistemi di misurazione intelligenti, a cui le imprese distributrici in qualità di esercenti l'attività di misura sono tenute ad uniformarsi"*.
- 1.2 Con il Quadro strategico per il quadriennio 2015-2018, l'Autorità ha incluso, tra le priorità strategiche per il 2016 (obiettivo strategico OS.7, priorità 7.b), proprio la definizione per l'Italia dei requisiti funzionali dei misuratori di energia elettrica in bassa tensione di seconda generazione.
- 1.3 Con la deliberazione 7 agosto 2014, 412/2014/R/efr, l'Autorità ha quindi avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in attuazione delle disposizioni in tema di efficienza energetica, di cui al decreto legislativo 102/2014, incluse le disposizioni citate al punto 1.1.
Nell'ambito di tale procedimento, coerentemente con quanto sopra e in attuazione del citato articolo 9, comma 3, del decreto legislativo 102/2014, l'Autorità ha definito, con la deliberazione 8 marzo 2016, 87/2016/R/eel (di seguito: deliberazione 87/2016/R/eel), i requisiti funzionali o specifiche abilitanti dei misuratori e dei sistemi di *smart metering* di energia elettrica in bassa tensione di seconda generazione (di seguito anche: sistemi di *smart metering* 2G oppure solo sistemi di *smart metering*). Con tale deliberazione l'Autorità ha inoltre ritenuto opportuno delineare in modo tecnologicamente neutrale la possibilità di una versione successiva dello *smart meter* 2G (di seguito: versione 2.1), dotata di un canale aggiuntivo utilizzabile per la comunicazione delle misure sia a dispositivi del cliente, che fra misuratore e sistema centrale dell'impresa distributrice.

Come previsto dall'articolo 6, comma 1, della direttiva europea 1535/2015/UE, la deliberazione 87/2016/R/eel, entrata in vigore dalla data della sua pubblicazione, è stata contestualmente notificata alla Commissione europea, in considerazione del fatto che le prescrizioni oggetto di esso sono qualificabili alla stregua di specificazioni tecniche che definiscono le caratteristiche richieste di un prodotto. Il corrispondente periodo di *stand-still* risulta essere terminato lo scorso 20 giugno senza che alcun commento o parere sia stato notificato da parte

della Commissione Europea o di altri Stati Membri e, pertanto, gli effetti di tale provvedimento sono ora efficacemente decorrenti. Sono stati conseguiti nei tempi stabiliti dal decreto legislativo 102/2014 la predisposizione effettiva di specifiche funzionali dei nuovi sistemi di *smart metering* 2G che possono e devono essere implementate sul territorio in sostituzione dei sistemi di prima generazione (di seguito: 1G) via via che questi giungono al termine della loro vita tecnico-economica.

- 1.4 Per una dettagliata descrizione del contesto normativo europeo e nazionale, si rimanda ai documenti per la consultazione pubblicati nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione 9 ottobre 2014, 483/2014/R/eel, e, in materia di sistemi di *smart metering* 2G, al documento per la consultazione 7 agosto 2015, 416/2015/R/eel.

Riguardo a specifici aspetti normativi nazionali, è opportuno segnalare che il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 24 marzo 2015, n. 60, e in particolare la disposizione contenuta nel Capo II, che reca l'obbligo di "verificazione periodica" per "contatori statici bassa tensione (BT - fra 50V e 1000V) di classe di precisione A, B o C" ogni 15 anni, non si applica ai misuratori di energia elettrica in bassa tensione commercializzati e messi in servizio prima del decreto legislativo 2 febbraio 2007, n. 22. Pertanto solo nel 2022 dovrà essere iniziata la "verificazione periodica" dei sistemi 1G installati a partire dal 2007, se non già sostituiti.

Obiettivi e struttura del documento

- 1.5 Il punto 6. della deliberazione 87/2016/R/eel prevede che l'Autorità definisca, entro il 2016 e previa consultazione, meccanismi incentivanti di riconoscimento dei costi connessi alla sostituzione dei misuratori e degli apparati di prima generazione (di seguito: 1G) con nuovi sistemi di *smart metering* conformi agli Allegati A e B della medesima deliberazione, con l'obiettivo primario di garantire il tempestivo, effettivo e progressivo dispiegamento dei benefici connessi ai sistemi di *smart metering* 2G. I criteri di riconoscimento di tali costi, secondo le indicazioni contenute nella stessa deliberazione 87/2016/R/eel, devono essere basati su meccanismi incentivanti.

Al riguardo, quindi, con il documento per la consultazione 26 maggio 2016, 267/2016/R/eel, l'Autorità ha inteso descrivere i propri orientamenti per la definizione di tali meccanismi incentivanti di riconoscimento dei costi e di regolazione *output based*. Contestualmente al presente documento di consultazione, l'Autorità pubblica un secondo documento di consultazione sul tema del riconoscimento dei costi sostenuti dalle imprese distributrici (di seguito anche: DSO) per l'installazione dei sistemi di *smart metering* 2G (documento per la consultazione 4 agosto 2016, 457/2016/R/eel).

- 1.6 L'Autorità, con il presente documento per la consultazione, intende analizzare un più ampio quadro di tematiche inerenti alle modifiche del quadro regolatorio che è opportuno e necessario attuare al fine di consentire di sfruttare le potenzialità dei sistemi di *smart metering* 2G, nonché raccogliere informazioni al fine di identificare gli oneri, ulteriori rispetto a quelli direttamente connessi

allo sviluppo del nuovo sistema di misura, che gli operatori istituzionali, i venditori o eventualmente anche i clienti dovrebbero sostenere per adeguare l'operatività al nuovo contesto tecnologico e di mercato.

In proposito l'Autorità riconosce che i sistemi di *smart metering* 2G di cui alla deliberazione 87/2016/R/eel rappresentano una piattaforma in grado di abilitare cambiamenti a più ampia scala, la cui portata innovativa non si esaurisce all'ambito del servizio di misura. Essi si inseriscono a pieno titolo nella strategia del “*digital single market*” della Commissione Europea e di fatto abilitano miglioramenti consistenti a servizi e processi tipici del settore. Oltre a ciò costituiscono anche il sostrato tecnologico che supporta la formazione di nuove opportunità di formulazione contrattuale e lo sviluppo di prodotti e servizi in grado di guidare il consumatore verso un uso più consapevole ed efficiente dell'energia elettrica. A tale proposito, la deliberazione 87/2016/R/eel e, di conseguenza, il presente documento non partono da una scelta tecnologica, ma dalla definizione, negli Allegati a tale delibera, di requisiti di *performance* e funzionalità, assunti come ipotesi dal presente documento. Tali requisiti potranno essere aggiornati qualora si rendano effettivamente disponibili soluzioni tecnologiche più avanzate a supporto di una versione 2.1 dello *smart metering*, come previsto dal punto 8. della deliberazione 87/2016/R/eel.

L'analisi è volta in particolare a:

- identificare le opportunità di sviluppo di nuovi servizi¹ o di processi esistenti nel settore dell'energia elettrica, anche al fine di consentire la valutazione dei relativi oneri necessari;
- delineare i potenziali benefici associati agli scenari prospettati;
- valutare i gap regolatori da affrontare al fine di concretizzare le opportunità aperte dai nuovi sistemi di *smart metering* 2G;
- indirizzare un percorso di riforma che sia sostenibile, organico e tutelante nei confronti dei consumatori finali e di tutti gli *stakeholders* coinvolti.

1.7 Con riferimento ai potenziali benefici, è da sottolineare che alcuni di questi si manifesteranno dinamicamente in misura proporzionale alla numerosità e coerentemente con le tempistiche con le quali i DSO procederanno all'adeguamento tecnologico del loro parco misuratori, mentre altri potranno realizzarsi solo al raggiungimento di una “massa critica”, intesa come numerosità dei punti di prelievo e/o immissione aggiornati ai nuovi paradigmi tecnologici dello *smart metering* 2G. Il processo di evoluzione dei sistemi di misura dovrà essere strutturato in modo da garantire che i benefici potenziali si dispieghino secondo logiche di efficienza e tempestività e su una platea il più estesa possibile, definendo altresì meccanismi di transizione atti a supportare la compresenza di generazioni di misuratori tecnologicamente differenti (ovvero gli 1G e i 2G) per un periodo temporale che, verosimilmente, sarà anche di diversi anni.

¹ per servizio è da intendersi una qualsiasi proposizione commerciale offerta al cliente finale e legata all'erogazione di energia elettrica e/o all'efficientamento delle relative modalità di consumo.

1.8 Va inoltre richiamato che, fin dalla raccomandazione della Commissione Europea del 9 marzo 2012 sui preparativi per l'introduzione dei sistemi di misurazione intelligenti, l'attenzione del legislatore europeo si è focalizzata, tra l'altro, sulla necessità di definire orientamenti comuni per gli Stati membri in merito alla valutazione dei benefici a lungo termine dell'introduzione di tali sistemi. In tale ottica, rappresentano un passaggio importante le “*Guidelines for Cost Benefit Analysis of Smart Metering Deployment e for conducting a cost-benefit analysis of Smart Grid projects*”, pubblicate dal JRC^{2,3} nel 2012⁴ e recanti l'individuazione di una serie di parametri che permettano di identificare costi e benefici dei sistemi di misurazione intelligenti, assegnando loro la corretta valenza economica e sviluppando una prima analisi di sensibilità. A tal fine, il primo dei due documenti citati elenca una serie (ancorché non esaustiva) di benefici correlati alla sostituzione dei misuratori di energia elettrica in bassa tensione, suggerendo algoritmi per la loro valorizzazione. Tali benefici appaiono tipicamente correlati, direttamente o indirettamente, alla riduzione dei prelievi dalla rete ottenuta grazie alla maggiore consapevolezza e conoscenza dei consumi. Con il presente documento l'Autorità intende integrare analizzando anche agli aspetti più intrinseci al sistema elettrico nel suo insieme e ai rapporti tra i diversi attori lungo l'intera filiera, evidenziando quindi i processi e i servizi che possono essere oggetto di miglioramento, di crescita o di presenza *ex novo* per mezzo della diffusione massiva dello *smart metering* 2G.



Il documento è strutturato come segue:

- il capitolo 2 descrive le funzionalità del sistema *smart metering* 2G abilitate dalle caratteristiche tecniche contenute nella deliberazione 87/2016/R/eel, inclusive della descrizione dei nuovi misuratori e della potenziata infrastruttura di comunicazione che permetterà ai misuratori di dialogare in maniera più efficiente con i sistemi di gestione delle imprese distributrici

² <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/markets-and-consumers/smart-grids-and-meters>.

³ https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20120427_smartgrids_guideline.pdf.

⁴ non risultano in previsione aggiornamenti da parte della Commissione.

(attraverso la *chain 1*) e la nuova interfaccia di comunicazione con i dispositivi utente (attraverso la *chain 2*);

- il capitolo 3 illustra le possibili opportunità di settore che l'adozione della piattaforma dei sistemi di *smart metering 2G* potrà introdurre in termini di miglioramento di servizi e processi esistenti e sull'abilitazione di nuovi servizi e proposizioni commerciali, nonché su come ed a che livello tutto questo insista sui diversi attori della filiera. Sviluppa altresì la valutazione di alcuni rischi e benefici associati con il processo di riforma anche in relazione ad esperienze e *best practice* internazionali;
- il capitolo 4 descrive i benefici conseguibili in varie aree della filiera elettrica in virtù della sinergia tra il miglioramento a processi esistenti e l'introduzione di nuovi servizi legati all'uso dello *smart metering 2G*, fornendo dei criteri valutativi di natura qualitativa o pseudo-quantitativa;
- il capitolo 5 contiene valutazioni preliminari su una possibile mappa di interventi regolatori in grado di colmare il *gap* regolatorio che dovesse prefigurarsi a seguito dell'adozione di sistemi di *smart metering 2G* al fine dell'ottenimento dei benefici prospettati.

2. I sistemi di smart metering 2G: i requisiti dell’Autorità

2.1 Con la deliberazione 87/2016/R/eel, l’Autorità ha individuato come essenziali per il sistema di *smart metering* 2G tre macrorequisiti funzionali, che, integrandosi, disegnano l’architettura di sistema:

- il potenziamento della comunicazione di dati telematica fra il misuratore posto presso il punto di prelievo/immissione e il SAC (Sistema di Acquisizione Centrale) del DSO nei due sensi (o bidirezionale); il DSO si interpone con il compito di mettere a disposizione del sistema elettrico dati di misura validati ed è anche l’interfaccia fra il sistema elettrico e il misuratore per le operazioni permesse [*chain 1*];
- la creazione di un ulteriore canale di comunicazione monodirezionale telematica di dati e informazioni elaborati dal misuratore - posto presso il punto di prelievo/immissione - al cliente titolare del punto di prelievo o di immissione o a terze parti da lui autorizzate; i dati originati dal misuratore sono veicolati direttamente a un dispositivo nella disponibilità del cliente⁵ (o terza parte) senza la transizione per i DSO e pertanto sono resi disponibili senza essere validati senza registrazione alcuna [*chain 2*];
- l’irrobustimento dell’“intelligenza” del misuratore di per sé⁶ e della sicurezza di comunicazione a fini di protezione dei dati trasmessi rispetto alla prima generazione.

Di seguito si illustrano l’architettura dei sistemi, i tre macrorequisiti funzionali nonché le *performance* di sistema che lo *smart metering* deve rispettare.

Architettura logico-funzionale dei sistemi smart metering 2G

2.2 Fondante per l’architettura logico-funzionale del sistema *smart metering* 2G è la presenza di “*chain*”, o “catene informative”, a un capo delle quali, in entrambi i casi, vi è il misuratore 2G.

Le *chain* sono contraddistinte, oltre che dal diverso interlocutore del misuratore all’altro capo della *chain* stessa, da:

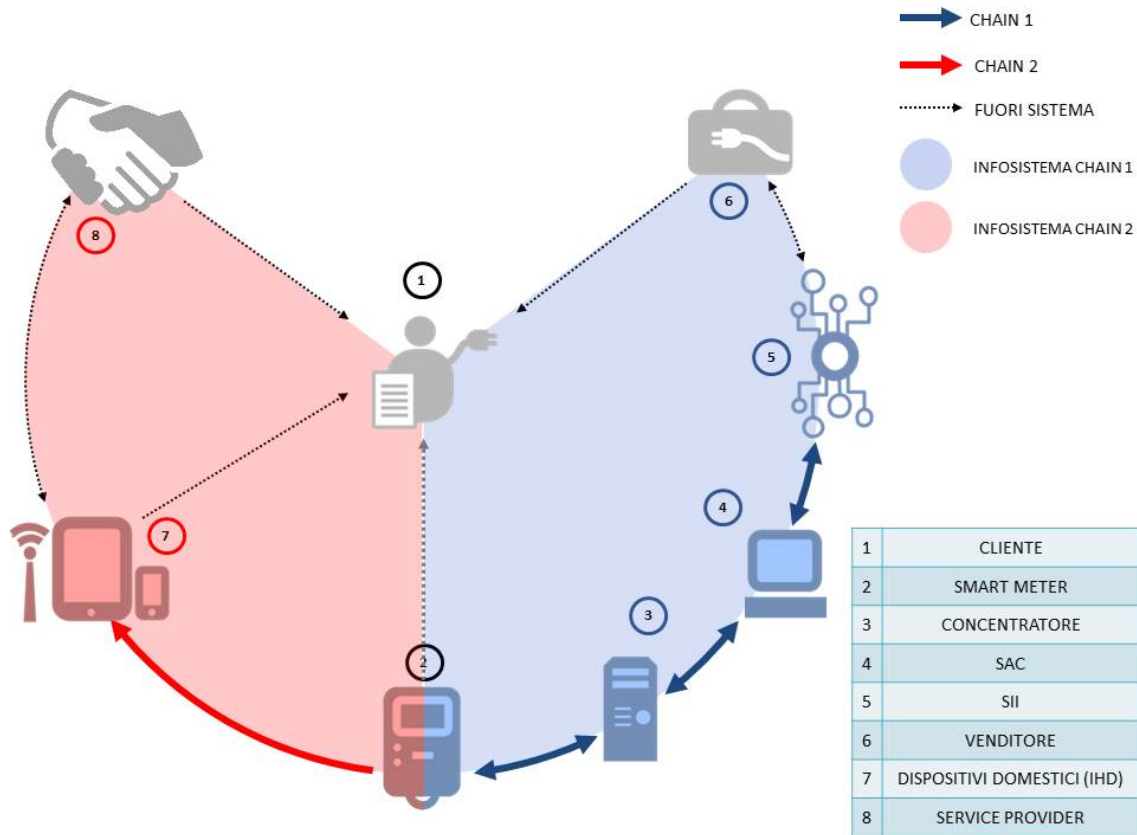
- il tipo di canale di comunicazione;
- la tipologia di informazioni che i due interlocutori ai due capi si scambiano.

⁵ I requisiti dell’Autorità specificano la necessità di standardizzazione del relativo protocollo allo scopo di garantire interoperabilità fra i dispositivi che il mercato di tecnologia potrà commercializzare.

⁶ Oltre ai requisiti funzionali, l’Autorità ha altresì disposto che i misuratori 2G siano conformi alle normative tecniche vigenti e che i sistemi *smart metering* 2G devono garantire:

- l’interoperabilità e l’intercambiabilità dei dispositivi, al fine di non creare situazioni di monopolio di offerta e conseguenti potenziali situazioni di aumento dei costi che si riverserebbero sui consumatori,
- la massima indipendenza delle risorse informatiche a bordo misuratore.

Si veda al riguardo la Figura seguente, nella quale il collegamento 2-1 rappresenta un'interazione tramite *display* o *led*, mentre il segmento 7-1 tramite wi-fi, display, porta USB, etc..



Architettura logico-funzionale del sistema *smart metering* 2G (ipotesi di *chain* 1 a doppio livello)

La catena informativa verso il sistema elettrico – la chain 1

2.3 L'obiettivo di efficientamento di tutta la filiera (cfr. capitolo 1) previsto dall'Autorità ha fatto emergere l'esigenza di un strutturale rafforzamento dell'infosistema *chain* 1 - da considerarsi la caratteristica "ammiraglia" del sistema di *smart metering* - finalizzato a un cambio di passo delle *performance* e del novero dei servizi da questa assicurate.

In quest'ottica di rinnovamento del disegno dell'attività di governo del sistema di *smart metering* all' esercente del servizio di misura (cioè al DSO), è assegnato unicamente il compito di gestore neutrale: esso mette a disposizione funzioni strumentali agli utenti del sistema stesso che potranno operare in autonomia e senza l'intervento diretto del DSO nella configurazione (iniziale e non) dei misuratori dei propri clienti.

- 2.4 L'esperienza dello *smart metering* 1G ha evidenziato che una connettività potenziata fra il misuratore verso e da il sistema elettrico porterebbe ricadute positive di efficientamento in diversi segmenti della filiera elettrica⁷.
- 2.5 Coerentemente i requisiti funzionali e di *performance* stabiliti dall'Autorità nella deliberazione 87/2016/R/eel per la *chain 1* sono:
- due canali di comunicazione remota (di cui il secondo da utilizzarsi come back up nei casi di fallimento del primo canale di comunicazione) a tecnologia scelta dell'impresa distributrice⁸ con impiego, per entrambi, di misure di sicurezza informatica che garantiscano almeno:
 - √ la confidenzialità dei dati scambiati, tramite il ricorso ad appropriate misure di sicurezza,
 - √ l'integrità e l'autenticità dei dati scambiati, tramite l'uso di opportuni protocolli crittografici standard⁹;
 - acquisizione (comunicazione *up-ward* massiva, dai misuratori a SAC del DSO) e messa a disposizione dei dati validati di consumo quartorario¹⁰, per tutti i punti di prelievo e immissione, di energia attiva e reattiva e potenze massime registrate nel giorno entro le 24 del giorno successivo alla conclusione del giorno di prelievo/immissione (curve quartorarie) ai soggetti aventi titolo, ivi inclusi gli eventi di disalimentazione ed eventuali anomalie e irregolarità;
 - telegestione (ovvero comunicazioni *down-ward* da SAC del DSO a misuratore) che può essere individuale, a gruppi o massiva per operazioni di settaggio/comando/configurazione/attivazione/invio messaggi su *display* / richieste di stato del misuratore particolari;
 - segnalazione spontanea da *misuratore (up-ward)* al SAC del DSO, e successivamente trasferibile da questi al venditore, di eventi generati in base a

⁷ In altre parole l'aggiornamento delle *performance* della *chain 1* dovrebbe garantire la possibilità, ad esempio, della riconfigurazione rapida e tempestiva della predisposizione dei misuratori (il riaggiornamento delle fasce orarie applicate ad estensione nazionale, con lo *smart metering* 1G avrebbe necessitato di un tempo per il completamento nell'ordine del 9-12 mesi) .

⁸ In particolare in casi di selezione da parte dell'impresa distributrice di specifiche tecnologie sono stati forniti requisiti vincolanti, precisamente, nel caso di scelta di:

- PLC - utilizzo di banda A con protocollo standard, unificato a livello nazionale e ove non già definiti, selezionato tra i protocolli standard Cenelec, a seguito di proposta formulata d'intesa tra le imprese distributrici e le loro associazioni;
- banda non licenziata con radiofrequenza 169 MHz: protocollo a livello fisico rispondente a quanto stabilito per l'utilizzo di tale frequenza per lo *smart metering* gas.

⁹ Con riferimento al Considerando numero 10 della "Raccomandazione della Commissione" del 9 marzo 2012 sui preparativi per l'introduzione dei sistemi di misurazione intelligenti (2012/148/UE).

¹⁰ Nel documento si utilizzano gli aggettivi "quartorario" e "orario" in maniera intercambiabile nonostante la piattaforma 2G individui sempre valori quartorari: l'eventuale livello di aggregazione con cui il dato di prelievo debba essere messo a disposizione dell'attore del sistema dipende della configurabilità che questi potrà attuare a valle del completamento della regolazione – cfr. Capitolo5 – "Messa a disposizione dei dati validati di prelievo e di immissione e loro aggregazione ai fini dei rapporti commerciali".

configurazioni (tipicamente superamento di soglie impostate quale ad esempio il superamento del credito in energia in contratti pre-pagati);

- strumenti informatici di interazione con gli “utenti del sistema 2G” messi a disposizione del DSO, ovvero, in primo luogo il Sistema Informativo Integrato¹¹ (di seguito: SII), ma anche, a seconda dello sviluppo del disegno regolatorio, sistemi informativi dei venditori/utenti del dispacciamento medesimi, che attraverso tali interfacce logico-operative interagiscono con il sistema di *smart metering* 2G da cui ottengono i dati validati di consumo quartorari per ciascun punto di prelievo o immissione nonché configurano i misuratori dei clienti in accordo con le scelte concordate in fase contrattuale e successive.

La catena informativa verso il cliente o terza parte – la chain 2

2.6 L’interfaccia dei misuratori di prima generazione è costituita dal *display*, un’interfaccia ottica destinata a operazioni di manutenzione del DSO e due LED la cui dinamica di accensione/spegnimento, che informa della quantità corrente di energia in prelievo, costituiva l’elemento di continuità rispetto ai precedenti misuratori elettromeccanici¹²; non era quindi prevista alcuna interfaccia telematica.

L’esperienza ha dimostrato la limitatezza di tale equipaggiamento e, in particolare, del *display* quale supporto all’interazione diretta con il consumatore che spesso non dispone del misuratore in stretta prossimità dell’abitazione, essendo delocalizzato in locali di servizio generale.

2.7 La necessità di adottare soluzioni tecnologiche che fossero “*future proof*”¹³, anche in considerazione degli scenari evolutivi futuri, ha quindi condotto a delineare la possibilità di dotare il misuratore dedicato di un canale di comunicazione che permetta di trasferire direttamente i dati rilevati al suo interno in un formato standardizzato.

La *chain 2* apre pertanto i dati rilevati nel misuratore (che, si sottolinea, su questo canale non risultano validati né validabili dal DSO, in quanto non presente nella *chain 2*) alla possibilità di essere raccolti tramite un secondo

¹¹ La legge 129/10 ha previsto l’istituzione, presso l’Acquirente Unico, di un Sistema Informativo Integrato per la gestione dei flussi informativi relativi ai mercati dell’energia elettrica e del gas naturale, basato su una banca dati dei punti di prelievo e dei dati identificativi dei clienti finali.

La legge 27/12 ha previsto che il SII sia finalizzato anche alla gestione delle informazioni relative ai consumi di energia elettrica e di gas e che pertanto la banca dati del SII, il Registro Centrale Ufficiale raccolga, oltre alle informazioni sui punti di prelievo e ai dati identificativi dei clienti finali, anche i dati sulle relative misure dei consumi di energia elettrica e di gas.

¹² I misuratori elettromeccanici a tal scopo erano dotati di una tacca rossa sul disco in rotazione che permetteva al consumatore una valutazione qualitativa della quantità di energia che stava prelevando in funzione della velocità con cui tale tacca appariva nella finestrella sul frontespizio del misuratore.

¹³ Documento per la consultazione 416/2015/R/eel.

canale di comunicazione da dispositivi in grado di “ricevere” direttamente i dati dal misuratore che funziona, per questo secondo canale, come “trasmittente”.

- 2.8 L’Autorità ha ritenuto che tale canale debba assicurare l’interoperabilità - ovvero deve essere caratterizzato da protocollo standard aperto – con dispositivi realizzati da terze parti, così che il mercato tecnologico possa sviluppare dispositivi in grado di interfacciare in ricezione il misuratore 2G¹⁴. L’Autorità ha dato mandato al Comitato Elettrotecnico Italiano per la definizione di uno standard protocollare per la comunicazione sulla *chain 2*, che permetta la piena interoperabilità dei misuratori di seconda generazione con i dispositivi degli utenti, indicando come prioritario il livello fisico che utilizza la cosiddetta Banda “C” della tecnologia “*Power Line Carrier*” ma segnalando l’esigenza che sia possibile riutilizzare il livello applicativo del protocollo anche con altri supporti fisici di comunicazione che potranno essere implementati nel seguito. Tali dispositivi, cui tipicamente ci si riferisce, con accezione limitativa, come “*In-Home-Device*” (di seguito: IHD) potranno essere dotati di elementi aggiuntivi diversificati (*display*, porta USB, *wi-fi*, SIM per NB-IoT, etc. – si veda il segmento 7-1 della Figura precedente) atti a rendere disponibili al cliente o a parti terze i dati una volta ricevuti dalla *chain 2* dal misuratore.

Gli IHD saranno acquistabili dal cliente o dalla parte terza attraverso canali commerciali generalisti. Ciò significa che l’ulteriore estensione tramite ulteriori modalità di fruizione della catena di comunicazione, che permetterà di fruire dei dati raccolti dal misuratore e passati a dispositivi IHD, non fa parte del sistema *smart metering* 2G propriamente detto, seppure il *meter* 2G ne sia fattore abilitante.

Il misuratore smart 2G

- 2.9 Oltre al riferimento agli standard relativi ai canali di comunicazione della *chain 1* e della *chain 2*, al fine di soddisfare le *performance* ai livelli attesi del sistema dello *smart metering* 2G così come definiti nella deliberazione 87/2016/R/eel, sono risultate necessarie migliorie anche nelle componenti logico architetture del misuratore.

Si sono infatti stabilite funzionalità finalizzate a garantire un aumento dell’“intelligenza” del misuratore di per sé coerentemente con l’innalzamento del livello del sistema di *metering* nel suo complesso, segnatamente quelle volte a supportare:

- l’architettura a doppia catena informativa attraverso una maggiore robustezza dei protocolli di comunicazione che supportassero il dettaglio e la precisione dei dati richiesti dai nuovi livelli di *performance*;

¹⁴ Sul tema, è rilevante ricordare la recente definizione di impegni da parte dell’Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato n. 26008 in data 18 maggio 2016 e, in particolare, l’impegno n. 6 in capo alla società Enel Distribuzione (oggi e-distribuzione) di messa a disposizione di un modulo c.d. *Original Equipment Manufacturer* integrabile in dispositivi *In-Home-Device* compatibili con la prima generazione di misuratori elettronici della società.

- un più elevato livello di garanzia della *privacy* e della sicurezza delle informazioni contenute nel misuratore;
 - il miglioramento del rapporto cliente finale-venditore del sistema elettrico;
 - il miglioramento della qualità tecnica del servizio di distribuzione dell'energia elettrica.
- 2.10 In linea con le finalità richiamate al paragrafo precedente, l'Allegato A della deliberazione 87/2016/R/eel ha individuato le seguenti specifiche che fanno riferimento direttamente al misuratore per sé, così come delineato nella sua versione 2.0¹⁵:
- la possibilità da parte del venditore di configurare 6 fasce di prezzo multiorarie, sino ad un massimo di dieci intervalli temporali in ciascun giorno della settimana, i cui corrispondenti totalizzatori siano visualizzabili sul *display*;
 - il mantenimento per sei periodi di *freezing*, di durata mensile, dei registri di energia prelevata e immessa, sia attiva che reattiva induttiva, visualizzabili sul *display* e che risultano particolarmente utili per la trasparenza e la tracciabilità nei momenti di variazione di contratto (*switching* e voltura);
 - il rilevamento delle curve quartorarie dell'energia attiva, reattiva induttiva e capacitiva, con riferimento al prelievo e all'immissione, con memorizzazione locale superiore a 38 giorni, e della potenza attiva istantanea o con media quartoraria;
 - la registrazione di specifici indici di qualità della tensione;
 - la gestione di specifiche informazioni contrattuali (codice POD, nome venditore, modalità di contatto del *call center*, etc.) a cura del venditore o di una parte commerciale terza;
 - la visualizzazione su *display* di informazioni e registri dei valori e delle curve orarie dell'energia, nonché dei valori della potenza, rilevati o di credito energetico residuo;
 - specifici aspetti di telelettura e acquisizione di stato, finalizzati a finalità di telegestione e monitoraggio del buon funzionamento del *meter*;
 - la conformità allo standard EN50491-11-8, con riferimento all'interfaccia H1 con il dispositivo utente.

¹⁵ Al riguardo, l'Autorità si riserva di valutare più avanti, anche con la collaborazione dell'Autorità per le Garanzie nelle Comunicazioni che sta procedendo con proprie valutazioni al riguardo, l'effettiva disponibilità di soluzioni tecnologiche che potranno essere oggetto della versione 2.1 dello *smart meter*, ai sensi del punto 8. della deliberazione 87/2016/R/eel.

Criteri di fruibilità precoce

- 2.11 Preciso obiettivo dell’Autorità è garantire che a fronte del dispiegamento della nuova tecnologia 2G siano resi contemporaneamente disponibili i benefici che tale innovazione è finalizzata a recare ai consumatori e al sistema tutto.

Conseguentemente, nell’Allegato B alla deliberazione 87/2016/R/eel sono stati definiti i livelli minimi di *performance* di sistema e relativa tempistica di messa a regime, con riferimento alle prestazioni in telelettura massiva (ovvero collezione di tutti i dati quartorari tutti i giorni per tutti i punti), alle prestazioni in telegestione (intesa come comandi e programmazioni a un singolo misuratore o a piccoli gruppi), alle prestazioni in riprogrammazione massiva, alle prestazioni di segnalazione spontanea, agli strumenti informatici per le operazioni di configurabilità del misuratore e per le operazioni di telegestione come già richiamati anche nelle descrizioni delle singole *chain*.

Allo scopo di garantire che l’avvio della messa in campo della tecnologia 2G produca i benefici attesi in tempi contenuti, sono stati individuati i criteri e tempistiche di messa “a regime” di sistemi di *smart metering* 2G nel caso di architettura a due livelli con concentratori. Tali livelli sono finalizzati a far sì che i benefici attesi non si manifestino solo al termine dell’installazione del parco misuratori a livello nazionale, ma progressivamente al completamento di aree “territorialmente significative” in cui l’installazione dei sistemi segue tappe intermedie (“fruibilità precoce”).

3. Opportunità di processi e servizi esistenti e nuovi scenari di settore abilitati dallo smart metering 2G

- 3.1 Le funzionalità del sistema *smart metering* 2G descritte al capitolo 2 permettono grandi cambiamenti nei mercati dell’energia elettrica che riguardano sia il cliente finale sia il sistema elettrico nella sua interezza.

I miglioramenti correlati alla diffusione di tale sistema sono riferiti, direttamente o indirettamente, alla disponibilità agli attori della filiera e per il cliente finale di dati (quartorari, di prelievo o di immissione) con una prossimità tra il momento del prelievo o dell’immissione e la loro messa a disposizione. Come anticipato al capitolo 2, le misure raccolte sono acquisite dal DSO, per mezzo della *chain 1*, indicativamente entro le ore 24 del giorno successivo alla conclusione del giorno cui si riferiscono¹⁶, e da questi validati e successivamente messi a disposizione a chi ne ha titolo lungo la filiera, attraverso il SII. Oppure possono essere resi disponibili, non validati, in tempi ancora più rapidi e tendenti al momento

¹⁶ L’effettiva *performance* nel transitorio dipende anche da come i sistemi di *smart metering* saranno supportati dal SII, oltre che dalla possibilità di completo dispiegamento dei benefici correlato alla reale diffusione del sistema sul territorio, anche in termini di completamento della *performance* a regime.

dell'effettiva rilevazione (di seguito: *near real time* oppure NRT), a mezzo della *chain 2*. In funzione quindi della necessità di avere dati validati o meno, nonché delle tempistiche della loro effettiva messa a disposizione, sono identificabili servizi e processi differenti e, di conseguenza, è possibile prevedere specifici benefici direttamente derivabili da ciascuna delle due catene di comunicazione.

- 3.2 Di seguito si descrive puntualmente come le specifiche funzionali dello *smart metering 2G* possono abilitare miglioramenti di processi e servizi esistenti o servizi di nuova concezione. In particolare, l'implementazione di alcune delle modifiche descritte deve essere contestualizzata in relazione alla valutazione della loro effettiva convenienza (in termini economici, di qualità del servizio, di qualità percepita dal cliente, etc.) da parte di ciascun operatore.

Fatturazione attiva retail (fatturazione nei confronti del cliente finale)

- 3.3 Il sistema di *smart metering 2G*, dal momento in cui sia in grado di fornire dati quartorari validati più prossimi al momento del consumo nonché messi a disposizione degli utenti della filiera con frequenza anche giornaliera, permette modifiche sostanziali nei **processi di fatturazione al cliente finale**.

Ciò consente ai venditori di emettere le proprie fatture:

- in modo continuo nel corso del mese (fatturazione scorrevole);
- con maggiore precisione, dal momento che, superando la necessità di ricorrere a stime, la necessità di conguagli resta limitata ai casi residuali in cui si verificano anomalie.

Ad oggi, i venditori, ai fini del calcolo delle quantità economiche oggetto di fatturazione ai propri clienti finali non trattati orari ai sensi del TIS¹⁷ (tipicamente clienti domestici e piccole aziende) ricevono, da parte dei DSO, dati di misura validati una sola volta al mese. Inoltre i dati, per quanto riguarda tali punti (che sono la grande maggioranza), sono messi a disposizione entro il 20 del mese e fanno riferimento a consumi relativi al mese precedente. Questo si traduce, a livello operativo, in picchi che si concentrano verso il termine del mese ai fini del calcolo e dell'invio delle fatture oppure nel ricorso a fatture contenente, in tutto o in parte, dati stimati. Similmente, anche gli incassi delle fatture risentono delle tempistiche relative alla messa a disposizione dei dati e alla conseguente emissione delle fatture.

Fatturazione passiva retail (fatturazione del servizio di trasporto)

- 3.4 Il sistema di *smart metering 2G*, fornendo dati quartorari validati molto prossimi al momento del consumo e messi a disposizione degli utenti della filiera che ne hanno titolo con frequenza giornaliera, abilita modifiche sostanziali nei **processi di fatturazione del servizio di trasporto** (ovvero fatturazione passiva *retail*) in

¹⁷ Allegato A alla deliberazione ARG/elt/107/2009 e s.m.i. - Testo Integrato *Settlement*.

termini di compressione delle tempistiche necessarie all'inizio delle attività di emissione delle fatture da parte del DSO verso le controparti commerciali.

- 3.5 Ad oggi il DSO, ai sensi della deliberazione 4 giugno 2015, 268/2015/R/eel (di seguito: deliberazione 268/2015/R/eel), è tenuto ad emettere fatture entro il quarto giorno lavorativo successivo alla messa a disposizione dei rispettivi dati di misura ai sensi del TIME¹⁸. Questo significa, per i punti non trattati orari, che la fattura di trasporto emessa dal DSO nei confronti del venditore sconta un ritardo che può arrivare, nel caso dei punti non trattati orari, a 24 giorni rispetto al termine del mese cui fanno riferimento le misurazioni¹⁹.
- 3.6 La disponibilità per il DSO di dati validati entro 24 ore dal giorno dell'effettivo consumo, e quindi successivamente all'utente del trasporto tramite il SII, dovrebbe permettere, in linea teorica, di comprimere le tempistiche necessarie al fine dell'emissione delle fatture di ciclo a non più di 6 giorni dall'ultimo giorno di consumo del periodo di riferimento della fatturazione, a regolazione vigente²⁰. La medesima disponibilità di dati validati a cadenza giornaliera rende altresì ipotizzabile l'emissione di una fattura di trasporto a cadenza bisettimanale anziché mensile: questa modalità operativa farebbe sì che le fatture emesse potrebbero riferirsi a consumi mediamente precedenti rispetto alla data della sua emissione di 12,5 giorni²¹.
- 3.7 La riduzione del capitale circolante che ne risulterebbe per l'utente del trasporto per essere compensato richiederebbe l'adeguamento di frequenza dei processi di fatturazione verso il cliente finale descritti nel paragrafo precedente.
- 3.8 Oltre a quanto sopra, la disponibilità di dati a cadenza giornaliera ridurrà l'entità economica delle fatture di rettifica: stante le *performance* di telelettura massiva del nuovo *smart metering* 2G è infatti ipotizzabile che si verifichi una forte diminuzione delle mancate letture. In ogni caso, qualora si dovesse comunque ricorrere a stime, esse sarebbero verosimilmente riferite a periodi più brevi rispetto allo scenario attuale non più lunghi di qualche giorno; pertanto i valori stimati sarebbero molto vicini al consumo reale, mentre ad oggi la mancata lettura di un punto ne comporta la stima su un arco temporale pari ad un mese.

¹⁸ Testo Integrato della Misura Elettrica 2016-2019 di cui alla deliberazione 23 dicembre 2015, 654/2015/R/eel e s.m.i.

¹⁹ In tale eventualità, i consumi oggetto della fattura di trasporto risultano essere mediamente precedenti, rispetto alla data della relativa emissione, di 39 giorni. Il valore di 39 giorni è dato dalla somma dei 24 giorni che rappresentano il tempo massimo per l'emissione di una fattura e l'anzianità media dei consumi relativi ad un periodo di 30 giorni, ovvero 15 giorni.

²⁰ Ovvero 5,5 giorni calcolati sommando l'anzianità media dell'ultimo giorno di consumo, il giorno di validazione e i 4 giorni correntemente garantiti al DSO dalla deliberazione 268/2015/R/eel per emettere fattura. Si precisa che tale stima ipotizza che non vi sia tempo di ritardo nella messa a disposizione da parte del SII al venditore.

²¹ Il valore di 12,5 giorni è dato dalla somma dei 5,5 giorni di cui alla nota precedente, che rappresentano il tempo massimo per l'emissione della fattura di trasporto nello scenario ipotizzato, e l'anzianità media dei consumi relativi ad un periodo di 14 giorni, ovvero 7 giorni.

Gestione di eventi contrattuali

- 3.9 Lo *smart metering* 2G, attraverso la *chain* 1, migliora anche le **funzionalità di telegestione**, dal momento che rende possibile al venditore settare direttamente alcuni parametri contrattuali (programmazione delle fasce di prezzo o del giorno di inizio periodo di *freezing*, variazione della potenza impegnata, modifica del grado di riservatezza sul *display* in merito a informazioni sensibili come il codice POD, etc.) o modificare le parti contrattuali (a seguito di voltura, *switching*); ciò in coerenza con il processo in corso da parte dell’Autorità di revisione degli oneri a carico del cliente. Esso rende quindi possibile la configurazione del misuratore con riferimento agli elementi necessari ad attivare contratti di tipo pre-pagato, di cui si dirà più avanti (es. elementi quali l’ammontare di energia pre-pagata e utilizzabile dopo il pagamento o la soglia di consumo residuo in base al quale attivare le segnalazioni al cliente finale e al venditore).

Processi di switching e voltura

- 3.10 La messa a disposizione di dati validati con cadenza giornaliera propria della *chain* 1 abilita miglioramenti ai **processi di switching e voltura**. Ciò permette di completare la realizzazione dello *switching* infra-mese sulla base di dati effettivi, per il quale alcuni elementi abilitatori sono già oggetto della regolazione da parte dell’Autorità.
- 3.11 Per quanto attiene al processo di *switching*, si segnalano due elementi in grado di abilitarne o migliorarne la fattibilità in un qualsiasi giorno del mese:
- la possibilità di allocare l’energia erogata al corretto UdD addirittura a livello giornaliero;
 - la disponibilità di dati di misura da utilizzare per la fattura di chiusura.

Ad oggi queste due condizioni sono già verificate nel caso dei punti trattati orari. La ragione per la quale l’Autorità non ha ancora attivato la possibilità di *switching* infra-mese per tale tipologia di punti risiede nell’esigenza di omogeneità operativa rispetto ai punti non trattati orari.

- 3.12 Per i punti non trattati orari, la regolazione vigente non permette di operare l’allocazione delle partite di prelievo infra-mese perché questo genera un’elevata complessità gestionale, pur essendo fattibile nell’ambito dei meccanismi convenzionali di *load profiling*. La migrazione verso il sistema di *smart metering* 2G estenderà la possibilità di disporre della precisa partita fisica da allocare a UdD entrante e UdD uscente al momento di cambio di contratto infra-mese anche a quei punti la cui partita fisica oggi deve essere convenzionalmente determinata.

Tuttavia, l’Autorità sta riconsiderando l’argomento: in particolare, con il documento per la consultazione 28 luglio 2016, 446/2016/R/eel, sono state esposte soluzioni tecniche atte ad abilitare lo *switching* infra-mese, al momento alle sole casistiche che si rendessero necessarie a seguito di risoluzione di un contratto di dispacciamento e trasporto per inadempimento dell’UdD,

all'attivazione dei servizi di ultima istanza dell'energia elettrica²². Nel citato documento per la consultazione si delinea inoltre la possibilità tecnica di riallocare le partite fisiche tra UdD uscente ed UdD entrante non più solo alla fine di ogni mese solare, ma in un qualsiasi giorno di esso. Una siffatta procedura, che si basa su algoritmi da implementare nel SII, qualora risultasse congrua e tecnicamente robusta, potrebbe essere estesa in futuro anche alla restante parte di punti, ivi inclusi quelli che migrerebbero allo *smart metering* 2G.

- 3.13 Relativamente invece alla disponibilità di dati di misura infra-mese da utilizzare per le fatture di chiusura, per i punti che migrassero allo *smart metering* 2G si avrebbe immediatamente a disposizione i dati di consumo per ciascun giorno del mese, superando le criticità del sistema attuale di recuperare con buon tasso di successo la lettura dei misuratori in un giorno infra-mese.
- 3.14 Per quanto attiene al processo di voltura, anche questo al momento sconta attriti legati alle scarse *performance* della telelettura degli attuali sistemi di misura, che non sempre consentono di avere una misura effettiva alla data di voltura medesima. Anche in questo caso, la disponibilità dei dati di misura con una granularità oraria e con cadenza giornaliera agevolerebbe ulteriormente il superamento delle fatture di chiusura spesso basate su stime, elemento di criticità nel processo di voltura.
- 3.15 Sintetizzando, la messa a disposizione di dati di misura validati con granularità e frequenza giornaliera al venditore entrate e al venditore uscente, insieme con i necessari automatismi che sono già in fase di disegno nel SII per garantire la corretta allocazione delle partite fisiche tra UdD in un qualsiasi giorno del mese, eliminerebbe le principali situazioni di attrito, migliorando efficacia (i processi stessi avrebbero a disposizione dati di lettura molto più accurati) ed efficienza (si potrebbe registrare una compressione delle tempistiche fino a pochi giorni lavorativi) dei processi di *switching* e voltura.

Programmabilità dei volumi in prelievo e in immissione

- 3.16 Il sistema di *smart metering* 2G, prevedendo la fornitura dati quartorari mediante la *chain* 1 (o eventualmente dati in NRT mediante la *chain* 2) agli operatori e a Terna, pone le basi – in generale – per l'effettuazione di **previsioni più accurate** sui corrispondenti volumi effettivi sia in prelievo che in immissione, anche in considerazione dell'estensione dei requisiti funzionali di cui all'Allegato A della deliberazione 87/2016/R/eel ai punti di generazione²³.

Processo di settlement

- 3.17 La necessità dell'adozione della metodologia convenzionale di profilazione nella regolazione vigente derivò dall'allora insostenibilità economica di disporre di

²² Servizio di maggior tutela e servizio di salvaguardia.

²³ documento per la consultazione 298/2016/R/eel.

misure orarie per tutti i punti di prelievo nazionali. La tecnologia ritenuta al tempo economicamente accettabile per i sistemi di *smart metering* 1G, infatti, per ragioni prestazionali limita la possibilità di rendere disponibili al sistema elettrico misure orarie solo a un ridotto sottoinsieme di misuratori in bassa tensione, assicurando ai rimanenti la telegestione e la raccolta mensile da remoto dei consumi cumulati (totalizzatori), suddivisi per diverse fasce temporali (c.d.: punti trattati per fasce).

Per le necessità dello svolgimento delle operazioni dei mercati all'ingrosso, e in particolare di *settlement* del dispacciamento, il cui periodo rilevante è l'ora, è stato necessario instaurare un meccanismo che, a fronte di valori di consumo "non orari", ed eventualmente per fasce mensili, riuscisse "convenzionalmente" a spacchettarli nell'unità di tempo base scelta dal sistema nazionale. I consumi orari così convenzionalmente costruiti rappresentano l'attribuzione della quota parte del consumo mensile a ciascuna ora del mese. Ciò al fine di rendere possibile la valorizzazione in ciascuna ora dell'energia acquistata/venduta e dispacciata di ciascun operatore all'ingrosso (utente del dispacciamento, o anche, di seguito: UdD) risultante dall'aggregazione delle singole valorizzazioni orarie di ciascun punto di prelievo che risulta contrattualizzato da tale operatore.

Tale soluzione, per quanto sia stata corredata di misure volte sia ad aumentare l'aderenza degli esiti della profilazione convenzionale all'effettive modalità di consumo di ciascun cliente sia a contenere gli effetti economico finanziari distorsivi indotti, risulta fundamentalmente ostativa all'implementazione del trasferimento di un segnale di prezzo "puro" e non mediato, e conseguentemente alla formulazione di tutta l'offerta commerciale che su ciò si potrebbe articolare.

- 3.18 Inoltre la disponibilità per il sistema elettrico dei consumi di un mese per tutti i punti di bassa tensione, siano essi orari che trattati per fasce, solo a partire da una determinata data del mese successivo, così come assicurato dallo *smart metering* 1G, determina un "rallentamento" di tutti i processi commerciali (fatturazione al cliente finale, *settlement* e regolazione delle partite di dispacciamento, dati per le previsioni sia di Terna che degli operatori all'ingrosso, etc.) rispetto al momento dell'effettiva erogazione dell'energia. Tale situazione lascia spazio all'instaurarsi di un maggior numero di contenziosi nonché a una maggior incertezza destinata a tradursi in rialzo di costi e al generarsi di un aumento del capitale circolante per gli operatori.
- 3.19 Il sistema di *smart metering* 2G permetterà la raccolta di dati di misura con granularità quattoraria per tutti quei **punti attualmente trattati per fasce** ai sensi del TIS. Inoltre, permette che tali dati di misura vengano resi disponibili alla filiera con un ritardo nell'ordine delle unità di giorno e sono pertanto molto più "prossimi" alla data di effettivo consumo. Queste caratteristiche dello *smart metering* 2G possono permettere un processo di *settlement*, ovvero l'attribuzione delle partite fisiche agli utenti del dispacciamento:
- più accurato, perché basato su misurazioni orarie per tutti i punti;
 - più tempestivo, perché effettuato per mezzo di sessioni più prossime ai consumi e programmate con una scansione temporale ridotta (ad esempio una settimana).

La maggiore accuratezza del *settlement*, che permette di avere a disposizione dati orari validati anche per i punti con potenza non superiore ai 55 kW ad oggi trattati per fasce, consentirebbe un cambiamento delle logiche di determinazione delle partite fisiche ed economiche, ovvero permetterebbe l’allocazione dei prelievi effettivi per tutti i punti nelle sessioni di *settlement*, come anticipato al capitolo 2, rimuovendo la necessità di ricorrere alle misure convenzionali in base al *load profiling*.

La maggiore tempestività del *settlement* abiliterebbe un’accelerazione del perfezionamento del processo stesso: ad oggi infatti il *settlement* si basa su dati di misura validati messi a disposizione una sola volta al mese e tali dati fanno riferimento a consumi relativi all’intero mese precedente. Ciò comporta che, al fine di garantire i tempi tecnici di calcolo, la pubblicazione da parte di Terna dei dati relativi alle partite fisiche ed economiche da liquidare agli UdD avvenga entro l’ultimo giorno del mese successivo al mese di competenza del *settlement*, ovvero con un ritardo medio di 45 giorni rispetto al giorno di consumo. Nel caso invece dello scenario abilitato dallo *smart metering 2G*, e nell’ipotesi di eseguire il *settlement*, ad esempio, a cadenza settimanale, le procedure di determinazione delle partite fisiche ed economiche da liquidare e la pubblicazione dei relativi dati potrebbero essere completate entro l’ultimo giorno della settimana successiva alla settimana di competenza del *settlement*, ovvero con un ritardo medio di 10 giorni rispetto al giorno di consumo.

Spunti per la consultazione

S1. Si condivide che i cambiamenti abilitati dal sistema di *smart metering 2G* impattino sui processi esistenti come rappresentato? Si individuano ulteriori impatti?

Offerte orarie

3.20 Il sistema di *smart metering 2G*, permettendo la gestione “continua” di dati quartorari validati, può abilitare la **proposizione, da parte dei venditori, di offerte commerciali che usano fasce orarie** in maggior numero rispetto alle fasce attualmente configurabili, disciplinate dalla deliberazione dell’Autorità 2 agosto 2006, 181/2006.

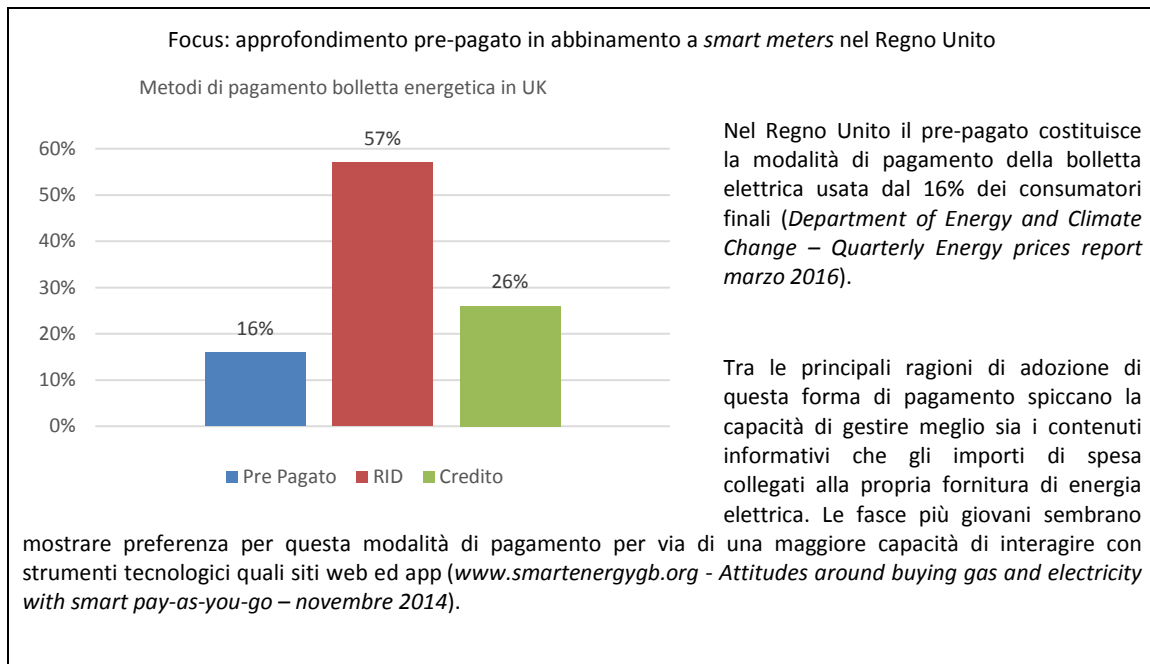
Questa maggiore flessibilità, che deriva dal disporre giornalmente dei dati quartorari di prelievo con lievissimo ritardo, può permettere agli operatori di disegnare proposte commerciali più aderenti alle esigenze e ai profili di consumo dei propri clienti finali, con la possibilità di sviluppare offerte orarie caratterizzate da varianza di prezzo tra le diverse ore del giorno (fino a 6 fasce giornaliere come illustrato al Capitolo 2) e i diversi giorni della settimana, nonché offerte a tempo, o stagionali, concepite per venire incontro a esigenze particolari o come strumento di acquisizione clienti.

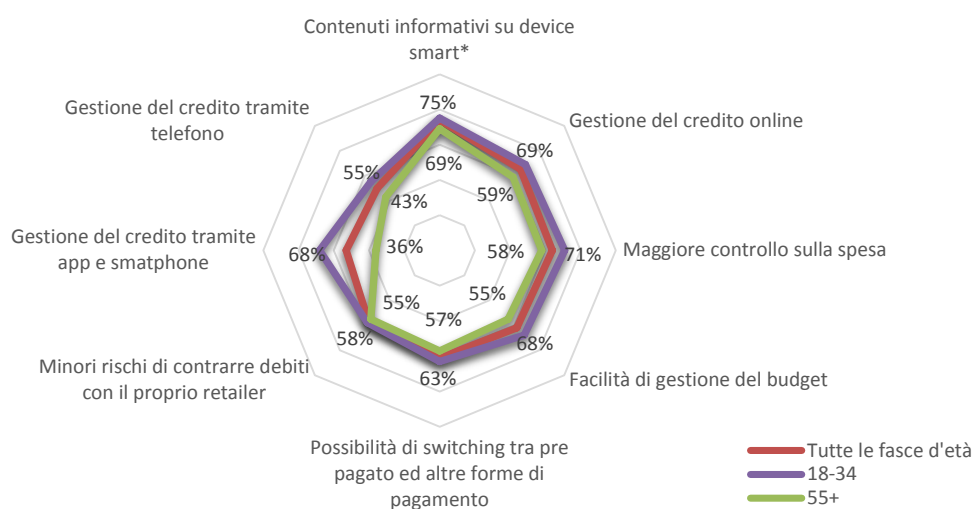
L’Italia, nonostante sia il paese che ha implementato il più vasto programma di *time of use* (ovvero il raggruppamento dei consumi secondo fasce temporali

prestabilite), sconta ancora una scarsa sensibilità dei consumatori finali nel comprendere appieno i razionali e le logiche di costo che sono alla base di una diversificazione di prezzi per fasce.

Offerte pre-pagate

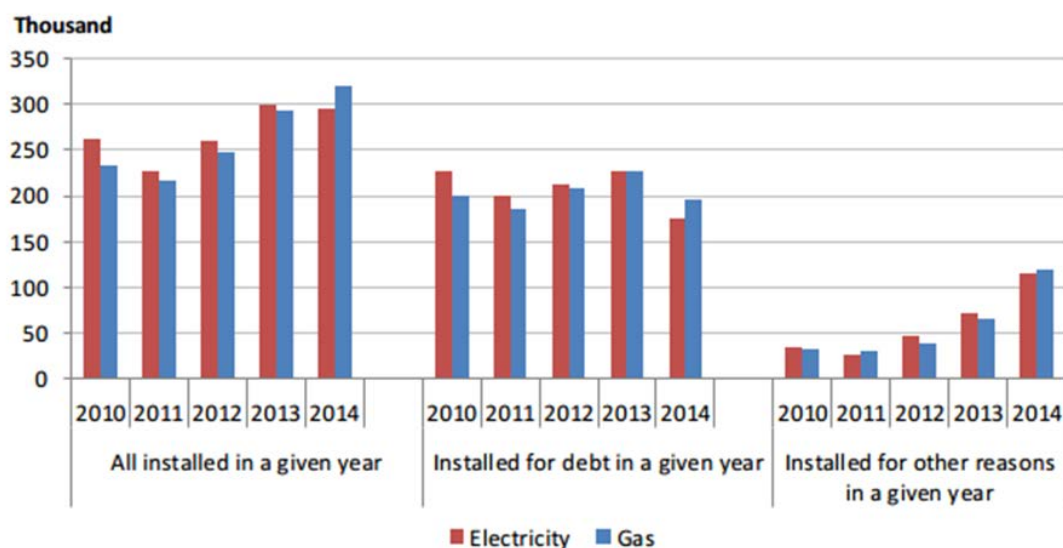
- 3.21 La disponibilità giornaliera assicura agli operatori dati validati orari con lieve ritardo rispetto ai consumi effettivi insieme a una migliorata possibilità di telegestione con riduzione / ripristino potenza da remoto e la possibilità per venditori e clienti finali di interagire tramite IHD, sfruttando la *chain 2*. Ciò consente **l'introduzione di offerte pre-pagate, ossia con modalità di pagamento anticipato rispetto ai consumi.**
- 3.22 L'Autorità - pur ritenendo che tale tipologia di offerta possa essere alternativa nel contesto elettrico e, come tale, oggetto di trattamento specifico – ne ipotizza una plausibile diffusione nel nostro sistema, anche in ragione di quanto riscontrato in Paesi nei quali esse sono già state introdotte da tempo.





Nel Regno Unito gli *smart metering* utilizzati per usufruire di servizi pre-pagati presentano dei lettori di *smartcard* o chiavi elettroniche che abilitano la ricarica sul misuratore. Essi hanno caratteristiche tecnologiche differenti dai misuratori tradizionali e vengono installati, previa verifica di fattibilità tecnica, su specifica richiesta del cliente finale. Dualmente, i consumatori che volessero passare dal pre-pagato ad altre forme di pagamento dovrebbero contestualmente procedere con la sostituzione del misuratore. La diffusione del pre-pagato nel Regno Unito è pertanto limitata dalla necessità di sostituire il misuratore per accedere ad offerte pre-pagate (Ofgem - Domestic Suppliers Social Obligations: 2014 annual report – settembre 2015), e sostituirlo ogni volta che si passa da un venditore ad un altro: ciò ne spiega la diffusione essenzialmente tra utenti cattivi pagatori al punto che l'installazione forzata per sanare situazioni di morosità rappresenta di gran lunga la principale ragione alla base dell'installazione di un misuratore pre-pagato.

Numero misuratori pre pagati installati per sanare situazioni di morosità o per altre ragioni



3.23 Una delle principali leve motivazionali che spingono all'adozione di offerte pre-pagate da parte del cliente finale è rappresentata dalla possibilità di un maggiore controllo ex-ante sia sui consumi che in termini di spesa. Esse, inoltre, possono

essere utilizzate dai venditori per il soddisfacimento di un ampio ventaglio di finalità commerciali: oltre a costituire un'ulteriore opzione di scelta per i propri clienti, si prestano particolarmente per una tipologia di clientela quali, ad esempio, i possessori di seconde case oppure clienti appartenenti a fasce di età più giovani, attente al budget energetico e che al contempo hanno familiarità con i nuovi strumenti informatici per una gestione consapevole della propria bolletta energetica. È proprio in questi segmenti in cui è plausibile si possano verificare i maggiori tassi di penetrazione del pre-pagato.

- 3.24 Questo tipo di offerta è abilitato dalla possibilità di monitorare con continuità lo stato dei consumi - e, quindi, il credito residuo - tramite lo *smart metering* 2G. Infatti, tramite esso, il venditore può, in particolare sfruttando le funzionalità di programmazione remota da parte del DSO, mostrare il monte kWh residuo sul *display* del misuratore del cliente finale²⁴ e, di conseguenza, anche sul suo dispositivo IHD. È possibile prevedere che all'azzeramento del monte kWh, il misuratore riduca (azzeri) la potenza erogabile. Il venditore può altresì prevedere la definizione di soglie di energia residua al di sotto delle quali il misuratore, debitamente programmato, per il tramite della *chain 1* possa inviare *alert* (veri e propri segnali di "riserva"), consentendo quindi al venditore di intraprendere azioni adeguate verso il cliente finale per sollecitarlo alla ricarica. Da ultimo il venditore, sempre per il tramite della *chain 1*, attraverso il SII e il DSO, può sospendere e riattivare velocemente la fornitura di energia elettrica per gli utenti il cui credito, rispettivamente, si sia esaurito o sia stato appena ricaricato, in alternativa alla riduzione di potenza operata secondo la programmazione in automatico dal misuratore. Al riguardo, va valutata la regolazione tariffaria al fine di assicurare la copertura dei costi di rete anche nel caso di contratti pre-pagati, che prevedono modalità di accesso alla rete diverse da quelle del tipico contratto di somministrazione.
- 3.25 Alternativamente alle modalità operative illustrate al precedente punto che sfruttano le funzionalità del misuratore 2G, il venditore può costruire la propria offerta commerciale utilizzando dati di misura messi a disposizione dalla *chain 1* e per il tramite del SII in tempi efficienti. Si ritiene altresì che le offerte pre-pagate, se non accompagnate da idonee misure, con la loro logica di credito anticipato, potrebbero causare l'instaurarsi di barriere alla possibilità per il cliente finale di cambiare venditore. Al riguardo potrebbero essere valutati meccanismi di trasferimento del credito in fase di *switching* alla stregua di quanto accade, ad esempio, nel settore della telefonia mobile. In aggiunta, deve essere salvaguardata la possibilità per il cliente di effettuare lo *switching* da un'offerta pre-pagata a un'offerta tradizionale senza il rischio di perdita del credito non consumato.
- 3.26 È inoltre possibile ipotizzare scenari nei quali l'offerta pre-pagata sia più strettamente correlata alle azioni intraprese al fine di contrastare la morosità,

²⁴ Questa funzionalità rappresenta un caso particolare di applicazione del requisito di memorizzazione delle informazioni contrattuali per i misuratori 2G riportato all'Allegato A della deliberazione 87/2016/R/eel per il quale l'Autorità si riserva la possibilità di un ulteriore eventuale approfondimento.

ovvero introdotta dal venditore corrente al fine di interrompere l'accumularsi del debito da parte del cliente. Tale possibilità sarà meglio descritta al capitolo 4.

Spunti per la consultazione

S2. Si condividono gli scenari legati all'introduzione di offerte pre-pagate abilitabili grazie al sistema di *smart metering* 2G?

Servizi di reporting e sviluppo di modelli comportamentali di consumo

3.27 Il sistema di *smart metering* 2G rende disponibili dati con varietà, profondità e frequenza nettamente superiori rispetto ai sistemi 1G. La possibilità di accedere a dati quartorari validati con frequenza giornaliera, resa disponibile dai miglioramenti delle funzionalità e delle prestazioni della *chain* 1, previo consenso del cliente cui i dati appartengono, insieme con i notevoli progressi che si sono registrati in questi anni sulle tecnologie di trattamento dei "*big data*", sempre più sofisticate, aprono le porte a **nuovi scenari applicativi** nel settore dell'energia elettrica. Secondo questa visione, il dato di misura, pur mantenendo il suo ruolo cardine nei processi di misura, abilita ora la possibilità di gestire informazioni nuove che possano supportare gli operatori della filiera che ne hanno titolo a vari livelli nella loro operatività. L'analisi dei dati applicata al settore è considerata un'area di servizi a valore aggiunto destinata a crescere a livello globale in modo significativo²⁵.

L'applicazione di algoritmi di "*business intelligence*" ai dati di consumo apre, pertanto, la possibilità a nuove proposte di servizio verso il cliente finale (previo il suo consenso) basate su analisi ad hoc che puntino alla riduzione dei consumi, alla modifica delle abitudini d'uso della risorsa energia elettrica ed alla proposizione di offerte commerciali particolarmente aderenti all'*energy footprint*²⁶ del cliente finale.

3.28 Lo sviluppo e la diffusione di queste nuove tipologie di servizi all'interno della filiera del mercato dell'energia elettrica comporta un riallineamento e sviluppo delle competenze: ciò potrebbe avvenire ad opera dei venditori, che decidono di sviluppare internamente le competenze e l'infrastruttura tecnologica richieste, ma potrebbe anche significare la comparsa di nuove tipologie di *service provider* specializzati, tipicamente con esperienza nel settore dell'*information technology*, che potrebbero operare sinergicamente con i venditori o piuttosto scegliere di fornire servizi direttamente ai clienti finali (si pensi in quest'ottica soprattutto all'impatto che servizi avanzati di analisi di dati possono avere sulla capacità di

²⁵ GTM Research stima che il settore cresca da un valore di 700 milioni di dollari nel 2012 a 3,8 miliardi di dollari nel 2020 "The Soft Grid 2013-2020: Big Data & Utility Analytics for Smart Grid – Dicembre 2012".

²⁶ Si veda al riguardo la posizione dell'Autorità in merito alla messa a disposizione dei dati di consumo storici di energia elettrica ai clienti finali in bassa tensione di cui al documento per la consultazione 186/2015/R/eel.

riduzione ed ottimizzazione dei consumi per utenti non domestici) sfruttando dati per i quali l'utente stesso ha dato loro accesso.

- 3.29 L'Autorità, con riferimento al settore elettrico, con il documento per la consultazione 186/2015/R/eel, ha già affrontato la questione relativa alle diverse modalità di messa a disposizione dei dati storici di consumo di energia elettrica e di prelievo di potenza ai clienti finali in bassa tensione, in attuazione dell'articolo 9, comma 6, lettera b), del decreto legislativo 102/2014. La possibile introduzione dei sistemi di *smart metering* 2G ripropone ed estende la tematica su una scala differente: i clienti finali potrebbero non essere infatti gli unici destinatari dei propri dati di *energy footprint*, ma potrebbero esserci nuovi attori interessati allo sfruttamento dei dati con finalità commerciali, fermo restando gli imprescindibili principi di tutela della privacy e di necessaria autorizzazione del cliente finale all'utilizzo dei propri dati a codesti soggetti.

In merito alla questione della gestione dei dati di *energy footprint* anche in ottica analisi di dati, recentemente, il Consiglio Europeo dei Regolatori dell'Energia (CEER) si è espresso indicandola come strumento per un migliore funzionamento del settore *retail*²⁷, e definendo linee guida improntate a garantire i principi di tutela della *privacy* e della sicurezza, di trasparenza, di accuratezza, di accessibilità e di non discriminarietà nell'accesso ai diversi attori.

- 3.30 Il sistema di *smart metering* 2G ha il potenziale altresì di abilitare tipologie di *feedback* informativi. In particolare è possibile distinguere tra *feedback* diretti e indiretti.

I *feedback* diretti, anche detti *feedback* NRT per l'immediatezza attraverso cui si esplicano ai consumatori finali, consistono in informazioni di facile accessibilità sui consumi istantanei e sulla situazione corrente della rete elettrica di casa o di officina. Le informazioni a cui il consumatore può accedere tramite la lettura delle informazioni presenti sul proprio *smart meter* - o tramite le apparecchiature IHD, le applicazioni o i siti web a questi collegati - consentono di sviluppare consapevolezza sui consumi istantanei delle varie apparecchiature in rete.

I *feedback* indiretti, anche detti differiti in quanto riportano informazioni relative a un periodo temporale di consumo trascorso, consistono invece in informazioni frutto di elaborazioni su dati di consumo storici. I servizi di reporting e sviluppo di modelli comportamentali di consumo, che rappresentano la principale tipologia di servizi in grado di generare benefici da *feedback* indiretto, consentono la generazione di reportistica avanzata che, fornita al consumatore finale in allegato alle bollette oppure attraverso altri mezzi, generano una consapevolezza sull'uso della risorsa attraverso la comparazione con dati storici, con profili di consumo virtuosi o tramite *yardstick* con consumatori simili. Al fine di poter offrire servizi correlati ai *feedback* sopra evidenziati, è necessario prevedere la possibilità, tipicamente a favore di eventuali *service provider* terze parti rispetto al contratto in essere tra venditore a cliente finale, di accedere ai dati raccolti dallo *smart metering* 2G, secondo principi di accessibilità e non

²⁷ CEER - CEER Advice on Customer Data Management for Better Retail Market Functioning – marzo 2015 - Ref: C14-RMF-68-03.

discriminatorietà. Considerando, altresì, che la direttiva europea 2012/27/UE ha previsto che l'accesso a tale set di dati debba avvenire con caratteristiche di gratuità qualora la richiesta provenga dal cliente finale, anche al fine di incentivare lo sviluppo di questo settore di servizi, sarà necessario valutare se garantire in maniera gratuita l'accesso ai dati anche a *service provider* terzi, qualora espressamente autorizzati dal cliente finale.

Spunti per la consultazione

S3. Si condivide che l'adozione di servizi avanzati di comprensione delle proprie curve di consumo al fine di indurre cambiamenti delle abitudini di consumo dei clienti finali costituisca una delle prossime evoluzioni del settore?

Demand Side Response

3.31 Il *Demand Side Response* (di seguito: DSR), o gestione attiva della domanda di energia elettrica, è l'insieme di azioni che possono essere messe in atto per **influenzare dinamicamente i consumi e i prelievi dalla rete** di energia elettrica in specifici momenti della giornata. Il DSR viene esercitato inviando ai clienti finali segnali che hanno breve validità (tipicamente da quindici minuti a poche ore), al fine di ottenere lo spostamento dei loro consumi, ovvero riduzioni o aumenti temporanei. A medio termine, il DSR potrebbe agevolare il passaggio da offerte commerciali per fasce - che, per quanto granulari, sono comunque caratterizzate da prezzi fissi e fasce orarie precostituite - a offerte commerciali dinamiche, cioè con prezzi che all'occorrenza possono mutare per periodi di tempo molto limitati (quarti d'ora - ore) e solo nei giorni per i quali se ne ravvede l'esigenza.

I segnali da inviare ai clienti al fine di stimolare una loro risposta nella domanda di energia elettrica non possono essere veicolati al cliente tramite lo *smart meter*, che arriverebbe a costare troppo anche per ospitare funzioni non usate dalla generalità dell'utenza, e devono quindi essere convogliati attraverso canali *web based*. In funzione della dotazione di strumenti dedicati e della tipologia di risposta richiesta, essi possono essere:

- di prezzo, ovvero sconti o maggiorazioni rispetto al prezzo standard previsto da contratto, per effetto di indicazioni che arrivano al consumatore attraverso il dispositivo IHD in dotazione o altre modalità che consentano un rapido *engagement*, finalizzate a stimolare la modifica delle curve di carico a breve termine;

- di tipo logico, ovvero segnali codificati e interpretati da dispositivi domotici avanzati di tipo HEM²⁸ (*Home Energy Management*) che, installati presso il cliente finale, provvedono in maniera automatizzata ad ottimizzare i carichi collegati.

Spunti per la consultazione

- S4. Si condividono gli scenari d'uso di servizi di gestione dinamica della domanda (DSR) abilitati dal sistema di *smart metering* 2G? Si ritiene che il mercato in bassa tensione sia pronto all'adozione di tecnologie ed offerte commerciali ad esse abbinate in grado di sfruttarne a pieno le potenzialità?
- S5. Si ritiene che esistano ulteriori servizi di nuova concezione che potrebbero essere sviluppati da parte degli operatori?

4. Benefici conseguibili con l'introduzione dello smart metering 2G

- 4.1 Il miglioramento dei processi e il possibile sviluppo di nuovi servizi commerciali resi possibili dallo *smart metering* 2G, così come descritti al capitolo 3, sono in grado di generare **benefici all'intera filiera del settore dell'energia elettrica**.

Benefici correlati all'aumento della consapevolezza nei consumi elettrici

- 4.2 La direttiva 2012/27/UE²⁹ definisce l'importanza di una maggiore disponibilità di informazioni sui consumi energetici quale **leva comportamentale** al fine di indurre la riduzione degli stessi, secondo un approccio ben radicato nella letteratura di settore che presuppone che l'aumento del grado di consapevolezza del consumatore possa a sua volta abilitare una maggior efficienza energetica.

²⁸ Per maggiori informazioni su architettura e funzionamento di sistemi HEM in ambito domestico si faccia riferimento a "Kuzlu, Pipattanasomporn, Rahman - *Hardware Demonstration of a Home Energy Management System for Demand Response Applications*" pubblicato su *IEEE Transactions on Smart Grid* (Volume:3, Issue: 4).

²⁹ La direttiva 2012/27/UE sancisce il ruolo fondamentale dell'efficienza energetica come strumento strategico nell'attuale scenario europeo, imponendo un risparmio energetico pari al 20% dei consumi di energia primaria rispetto alle proiezioni del 2020. In particolare, tra le misure suggerite per conseguire questo obiettivo relative ad un uso più consapevole dell'energia, stabilisce che "gli Stati membri provvedono affinché i clienti finali abbiano la possibilità di accedere agevolmente a informazioni complementari sui consumi storici che consentano di effettuare controlli autonomi dettagliati". La stessa direttiva inoltre prevede "un corredo di strumenti e politiche atti a favorire cambiamenti comportamentali", tra i quali menziona una corretta "erogazione di informazioni".

Con riferimento ai *feedback* informativi (definiti come diretti e indiretti al precedente capitolo 3) essi sembrano avere un effetto proporzionale alla frequenza con la quale il consumatore viene informato, o sceglie proattivamente di informarsi, ma sono anche correlate alla capacità di venditori o altri operatori della filiera di trovare modalità di coinvolgimento e sensibilizzazione del cliente finale. Ciò detto, è comunque opportuno osservare che i vari studi e *trial* presi in disamina, pur dimostrando chiaramente l'esistenza di una correlazione positiva tra l'implementazione di iniziative di *feedback* e la contrazione nei consumi da parte dei clienti finali, mantengono un grado di eterogeneità che rende complessa l'interpretazione e la comparazione dei risultati in quanto rappresentano proiezioni di specificità locali molto diverse e utilizzano spesso sostrati tecnologici non pienamente sovrapponibili a quello dello *smart metering* 2G (si veda box di approfondimento)³⁰.

Focus: gli effetti di *feedback* di tipo diretto e di tipo indiretto sulla contrazione dei consumi finali in letteratura

L'implementazione di meccanismi di *feedback* e su come questi abbiano effetto nel modificare le abitudini di consumo rappresenta una pagina della letteratura tecnica lungamente esplorata e dibattuta. I primi studi a riguardo si fanno risalire agli anni 70-80, dove l'enfasi era sui meccanismi psicologici e motivazionali alla base del cambio comportamentale. Durante gli anni 90 ed i primi anni 2000 il focus si sposta sulle reazioni dei clienti rispetto ad un aumento nell'accuratezza delle informazioni di consumo e ad altri *input* presenti in bolletta, ma è stato soltanto con l'avvento di strumenti moderni di fruizione delle informazioni e, spesso, in abbinamento a sistemi di *smart metering* (o anzi proprio a supporto delle valutazioni sulla loro implementazione) che si è avuto un significativo balzo in avanti in termini di sistematicità degli studi, ampiezza della popolazione campionaria e ripetibilità dei risultati.

Per quanto attiene ad una valutazione dei tassi di *saving*, tra le fonti prese in considerazione l'Energy Demand Research Project (EDRP), realizzato da Ofgem (il regolatore inglese) tra il 2007 ed il 2010 in collaborazione con alcuni dei maggiori *player* del mercato locale (EDF, E.ON, Scottish Power e SSE), rappresenta uno dei più vasti e sistematici studi condotti recentemente in quest'area. Il *trial*, finanziato con £9,75 milioni dal governo inglese, è stato disegnato a supporto di una migliore comprensione di come il mercato domestico reagisce ad un miglioramento dei contenuti informativi abilitati dagli *smart meter* e fa riferimento a *saving* ottenibili sia per la *commodity* elettricità che la *commodity* gas (il Regno Unito stava allora valutando il *rollout* di quella che, comparata al mercato Italiano, sarebbe una versione migliorata dei nostri misuratori elettronici 1G) e su come questo potesse impattare i consumi energetici. Il programma, che ha visto coinvolte circa 61.000 famiglie delle quali 18.000 con *smart meter* ed altre appartenenti al gruppo di controllo, mostra dei *saving* medi per un programma di *feedback* NRT basato sull'uso dello *smart metering* in abbinamento a *device* IHD che rientrano nel *range* del 2-4%, mentre i *saving* da *feedback* indiretto variano tra lo 0,9% ed il 5%. Il *trial* ha mostrato invece come l'assenza di un IHD riduca sensibilmente gli effetti derivanti da altre azioni.

Per quanto attiene ad una valutazione dei tassi di adozione su base volontaria di meccanismi di reportistica sia diretta che differita, questi non rappresentano un parametro valutato nell'EDRP. Ritenendo pertanto necessario ricorrere a differenti studi presenti in letteratura è opportuno premettere che, in primo luogo, non è stato possibile individuare programmi di studio che, per numerosità campionaria e organicità d'analisi, siano equiparabili in termini di attendibilità statistica al su citato EDRP, e che i valori che emergono da programmi analizzati sono molto variabili ed influenzati da un numero di fattori molto eterogeneo. Ciò premesso, si ritiene comunque opportuno indicare un *range* di valori congrui e credibili stimato tra il 2 ed il 10%.

In sintesi, per la stima della compressione dei consumi legati ad un aumento di consapevolezza si suggeriscono i seguenti *range* di valori:

³⁰ Qualora si pensasse di trarre benefici con l'adozione contemporanea di *feedback* di tipo diretto ed indiretto, è opportuno tenere in considerazione che i benefici ottenibili da queste due categorie non sarebbero esattamente additivi, stante la natura inerziale dei pattern comportamentali e la generale tendenza alla incomprimibilità dei carichi alla base delle contrazioni nei consumi domestici.

- tasso di adozione: 2-10%,
- tasso di *saving* da *feedback* diretto: 1-4%,
- tasso di *saving* da *feedback* indiretto: 1-4%.

- 4.3 In tale contesto, da ultimo, le offerte “orarie” realizzerebbero quanto auspicato e sempre più promosso dall’Unione Europea in termini di necessità di “rinsaldare” le dinamiche dei mercati all’ingrosso con l’andamento dei mercati al dettaglio³¹.
- 4.4 Nel valutare in maniera analitica e quantificabile i possibili benefici conseguibili per mezzo della riduzione dei consumi per aumento della consapevolezza del cliente finale, l’Autorità suggerisce un approccio che parta dalla quantificazione del valore dell’energia risparmiata basata su variabili quali “tassi di adozione” (rappresentano la percentuale di popolazione “sensibile” agli *input* ricevuti, e che conseguentemente modifica il suo comportamento di consumo) e “tassi di *savings*” (rappresentano la percentuale di energia non consumata in ragione di cambi delle abitudini di consumo in risposta agli input ricevuti), legate alle due diverse macro categorie di *feedback*, i cui effetti sono ulteriormente rinforzati dalla presenza di offerte orarie.
- 4.5 Una riduzione dei consumi dovuti ad un aumento nella consapevolezza dei clienti finali ha effetti benefici anche in termini di riduzione delle emissioni inquinanti generate dalla produzione di energia elettrica. Per la valorizzazione economica di tale beneficio l’Autorità suggerisce di valutare una riduzione nei consumi di energia elettrica basata sull’utilizzo di tassi di adozione e tassi di *savings* come quella definita al precedente punto 4.4. I volumi di energia non consumata andrebbero quindi valorizzati utilizzando dei driver che dapprima li correlino alla quantità di emissioni non prodotte e successivamente ne forniscano la valorizzazione monetaria. A titolo indicativo, è ipotizzabile l’adozione delle seguenti grandezze:
- gCO₂ per kWh prodotto - valore stimato dato il mix produttivo corrente in Italia,
 - valore economico per tonnellata di CO₂ risparmiata registrato sullo *European Energy Exchange* – EEX.

Benefici correlati alla riduzione della morosità del cliente finale

- 4.6 Il fenomeno della morosità dei clienti *retail* impatta in maniera significativa la filiera dell’energia elettrica in Italia. I valori di *unpaid ratio* riferiti al fatturato

³¹ La Comunicazione della Commissione “Delivering a New Deal for Energy Consumers” COM(2015) 339 final in un passaggio riporta: “The Commission's vision for the new electricity market design aims to deliver a new deal for energy consumers, including by better linking wholesale and retail markets. Taking advantage of new technology, new and innovative energy service companies should enable all consumers to fully participate in the energy transition, managing their consumption to deliver energy efficient solutions which save them money and contribute to overall reduction of energy consumption”.

del periodo maggio 2012 - aprile 2013 e ai relativi importi incassati decorsi 24 mesi (maggio 2014 - aprile 2015)³² mostrano:

- un livello complessivo di *unpaid ratio* dichiarato pari al 2,65%: rispetto al valore di settore totale, il mercato libero presenta un valore pari al 4,41%, sensibilmente superiore al 1,49% che si registra relativamente al servizio di maggior tutela;
- andamenti differenziati per tipologia di cliente finale: nel servizio di maggior tutela l'*unpaid ratio* dei clienti "BT altri usi" risulta circa il doppio di quello dei clienti domestici, mentre nel mercato libero i livelli di *unpaid ratio* per le due tipologie sono fra loro molto vicini e mostrano addirittura un livello leggermente più elevato per i clienti domestici;
- andamenti differenziati per area geografica: le regioni del centro nord si attestano su livelli mediamente inferiori rispetto alle regioni del centro sud;
- una maggiore incidenza del fenomeno della morosità per i clienti cessati (intesi come clienti per i quali, alla data di rilevazione dell'incasso, il rapporto contrattuale risulta non più in essere) rispetto a quelli non cessati.

Si ritiene che i miglioramenti nei processi di fatturazione attiva permessi dalla diffusione dei sistemi di *smart metering* 2G e la possibilità di sfruttare nuove funzionalità e servizi commerciali possano apportare un significativo beneficio sia in termini di prevenzione dell'insorgenza del fenomeno della morosità, sia in termini di strumenti a disposizione dei venditori per una più efficace gestione.

4.7 Le problematiche connesse alla fatturazione rappresentano, di gran lunga, la principale ragione di reclamosità delle controversie pervenute allo Sportello per il consumatore di energia elettrica presso l'Acquirente Unico.

Un processo di fatturazione che recepisca i miglioramenti resi possibili dallo *smart metering* 2G, e in particolare che utilizzi dati effettivi nella quasi totalità dei casi, riduce in maniera considerevole l'incidenza di gran parte delle problematiche sopra citate, abbattendo in particolar modo il fenomeno dei conguagli che, benché costantemente all'attenzione dell'Autorità, ad oggi deriva prevalentemente da caratteristiche del sistema di misura in uso. Ciò, conseguentemente, si ritiene possa avere anche effetti benefici in termini di maggiori tassi di pagamento della bolletta elettrica e quindi contribuire a prevenire l'insorgenza di situazioni di morosità.

I benefici derivanti da una fatturazione che utilizzi le logiche abilitanti dello *smart metering* 2G non si esauriscono tuttavia unicamente con una maggiore accuratezza della bolletta: la possibilità di emettere fatture più prossime al periodo di effettivo consumo e in un'ottica maggiormente *rolling* significa per i venditori, in caso di mancato incasso, la possibilità di attivare con maggiore celerità (circa 20 giorni prima nell'ipotesi che la data di emissione della fattura sia immediatamente prossima alla messa a disposizione dei dati di misura in essa utilizzati) le procedure di messa in mora. Una fatturazione migliorata ha pertanto

³² Dati elaborati a cura dell'Autorità e già presentati nell'ambito del documento di consultazione 514/2015/R/eel.

anche il beneficio di ridurre il periodo di esposizione creditizia del venditore nei confronti dei clienti morosi.

4.8 Nel biennio 2012-2013 lo strumento della sospensione della fornitura ha presentato un tasso di efficacia (valutato in termini di credito recuperato) pari all'83,9%, per quanto riguarda i clienti domestici sul mercato libero secondo dati presenti nel documento di monitoraggio *retail* 2012-2013 dell'Autorità (Rapporto 5 febbraio 2015, 42/2015/I/com).

4.9 L'Autorità ritiene che l'utilizzo di offerte pre-pagate possa costituire uno strumento utile a migliorare e rendere più efficace l'adempimento contrattuale a carico dei clienti.

Nella fattispecie i venditori potrebbero adottare delle forme contrattuali che contemplino l'uso di offerte pre-pagate che prevedano eventualmente una quota dedicata al rientro di situazioni debitorie. In questo modo si ridurrebbero i rischi tipici dei piani di rientro tradizionali che possono portare a un ulteriore aumento dell'esposizione creditizia nei confronti di clienti non pagatori o cattivi pagatori.

L'utilizzo di tali strumenti commerciali nei confronti dei clienti morosi è uno strumento già lungamente sperimentato in paesi come il Regno Unito. Esso potrebbe rappresentare una modalità preferibile da parte del cliente finale rispetto alla procedura vigente dal momento che non prevederebbe la messa in mora e successivamente la richiesta di sospensione della fornitura; d'altro canto risulterebbe tutelante degli operatori quanto a efficacia nel recupero del credito, nonché elemento preventivo verso una sua ulteriore dilatazione. Questo pertanto arrecherebbe evidenti benefici nella gestione delle situazioni di morosità in carico ai venditori.

4.10 Nel valutare in maniera analitica e quantificabile i possibili benefici conseguibili da una riduzione del fenomeno della morosità, l'Autorità suggerisce un approccio che parta dalla valorizzazione del valore economico di morosità del campione in esame. Qualora a valutarlo sia un venditore, questo può attingere direttamente al valore economico a cui ammonta la morosità dei propri clienti finali, mentre nel caso tale valore debba essere stimato da un soggetto operante ad un livello diverso nella filiera, questi può procedere utilizzando i tassi di morosità riportati dall'Autorità nel documento di monitoraggio *retail* 2012-2013 sopracitato, meglio se tenendo conto dell'eterogeneità dei tassi di morosità per aree geografiche e tipologie di contratti. Una volta stimato il numero di clienti morosi, tale valore va esplicitato a livello economico, ipotizzando consumi annui medi per utenti domestici pari a 2,2 [MWh/anno] e per i "BT altri usi" pari a circa 10 [MWh/anno] e un valore che rappresenti il costo medio dell'energia pagata dai clienti in bolletta nel periodo di riferimento, ovvero inclusivo degli oneri di rete, degli oneri di vendita e degli oneri generali di sistema. Il valore della morosità così ottenuto va ridotto quantificando e giustificando tassi di aggressione in ragione delle diverse opzioni messe in campo e di come le stesse sono applicate nei confronti del cliente finale:

- tasso di riduzione della morosità per effetto di fatture più accurate;
- tasso di riduzione della morosità per effetto della riduzione del periodo di esposizione medio;

- tasso di riduzione della morosità legato a meccanismi di recupero credito che facciano uso di offerte pre-pagate.

Spunti per la consultazione

S6. Si ritiene che le offerte pre-pagate possano contribuire alla riduzione delle morosità? Se sì, si ritiene che i venditori possano proporre in maniera forzosa al cliente moroso offerte pre-pagate come alternativa alla procedura di messa in mora?

Benefici correlati alle attività di customer service e alla soddisfazione del cliente

- 4.11 Le opportunità derivanti dall'introduzione dello *smart metering* 2G, in termini di miglioramento di processi esistenti e di offerta di nuove tipologie di servizi, si traducono nel miglioramento dell'interazione tra venditore e cliente finale. Ciò per quanto riguarda, in particolare, l'accuratezza della fatturazione, l'efficienza dei processi di *switching* e voltura e migliori strumenti per la gestione del *customer service*.
- 4.12 La possibilità da parte del venditore di produrre una fatturazione più accurata comporta una ottimizzazione delle proprie risorse operative, nonché l'omogeneizzazione dei flussi di cassa legati agli incassi. Uno dei primi aspetti di cui il cliente finale beneficerà sarà la maggior trasparenza delle fatture, che saranno basate unicamente su consumi reali senza le cosiddette "stime di coda"³³ e senza il rischio di incorrere in successivi conguagli.
- 4.13 Il venditore potrà migliorare le proprie *performance* nelle attività commerciali di acquisizione dei clienti, in ragione della riduzione dei tempi di *switching*; dualmente, il cliente finale che decida di cambiare operatore beneficerà anch'egli della medesima compressione delle tempistiche di *switching* a tutto vantaggio sia della fluidità dell'operazione e della possibilità di cogliere velocemente opportunità di mercato. Per quanto riguarda la voltura, la possibilità di disporre di misure effettive permette al venditore di produrre la fattura di chiusura in tempi ristretti e basata su valori non stimati (quindi, anche in questo caso, senza la necessità di ricorrere a un'ulteriore fattura di conguaglio), con il conseguente incremento della soddisfazione del cliente finale.

In occasione di entrambi i processi, oltre che una maggior trasparenza dovuta dalla compressione dei tempi procedurali, ai clienti è garantito un ulteriore elemento informativo che con lo *smart metering* 1G aveva durata "labile": una prolungata disponibilità del dato di lettura corrispondente alla chiusura del contratto sul *display* del misuratore, nonché sul IHD sulla *chain 2* qualora il cliente se ne sia approvvigionato, anche in caso di *switching* ripetuti e frequenti.

³³ Con l'espressione "stime di coda" si intende la stima effettuata dal venditore relativamente ai consumi successivi all'ultima rilevazione effettiva messa a disposizione dal distributore; essa, nelle fatture emesse nei confronti del cliente, viene sommata in acconto all'effettivo consumo e successivamente conguagliata (c.d. fatture miste).

In termini di *customer service* e *customer satisfaction*, sia il venditore che il cliente finale possono beneficiare ulteriormente dei miglioramenti ottenibili nel processo di fatturazione. È verosimile, infatti, che si riscontri una riduzione dei contatti correlati alla fatturazione, attività che, ad oggi, ne rappresenta la principale tipologia di richiesta. Ciò può comportare riduzione dei reclami da parte dei clienti e quindi delle controversie e della necessità di conciliazione, riducendo *ab origine* le problematiche.

Inoltre, la possibilità di fornire servizi di reporting a valore aggiunto permette ai venditori una gestione proattiva e personalizzata rispetto alle problematiche tipiche del *customer service*, aumentando il coinvolgimento del cliente finale e pertanto il suo tasso di fidelizzazione. L'accesso a dati opportunamente trattati può generare beneficio per il cliente finale, spingendolo a paragonare le proprie *performance* energetiche e confrontarle con quelle di profili simili in base a tecniche di economia comportamentale.

- 4.14 Infine, tra le nuove caratteristiche dei misuratori 2G rispetto a quelli 1G, vi è la possibilità di effettuare “chiamate spontanee” (grazie all'esistenza del doppio canale di comunicazione per la *chain* 1: la tecnologia di comunicazione PLC da sola non lo permetterebbe) dal misuratore al SAC, per via del concentratore in architetture a due livelli. Questa caratteristica può essere utilizzata per esempio per trasferire con immediatezza – ovvero, senza attendere la raccolta giornaliera dei dati di misura – informazioni su uno stato critico del misuratore, quale potrebbe essere ad esempio una disalimentazione per mancanza di tensione nel punto di prelievo.

Qualora la disalimentazione sia dovuta a una interruzione sulla rete di bassa tensione, la chiamata spontanea permette all'impresa distributrice di essere informata sull'ampiezza dell'utenza disalimentata e sull'istante di inizio dell'interruzione con origine BT. Ciò porta al superamento della situazione attuale, nella quale l'impresa distributrice viene a conoscenza di tali interruzioni solo a seguito delle telefonate provenienti dagli stessi clienti (non essendo le reti di bassa tensione dotate di sistemi di telecontrollo, a differenza di quelle di media tensione), e permette di ottenere una risposta ai disservizi più immediata a beneficio della qualità percepita dal cliente finale (migliore osservabilità della rete).

Benefici correlati alla riduzione dei tempi di permanenza nei servizi di ultima istanza

- 4.15 Il beneficio di riduzione dei costi derivanti dalla riduzione del tempo di permanenza nei servizi di ultima istanza permesso da una riduzione dei tempi di procedura dello *switching* assume maggior spessore in vista del superamento del servizio di maggior tutela per i clienti in bassa tensione prospettato *ex lege*. I clienti che si trovassero cioè in situazione di fornitura dell'energia con servizio di ultima istanza, con una procedura di *switching* accelerata avrebbero l'opportunità di ridurre a tempi brevi tale situazione, presumibilmente più onerosa che la fornitura nel mercato libero, cui potrebbero facilmente e più velocemente di oggi accedere per rifornirsi a migliori condizioni.

D'altro canto, sempre in ottica di conclusione dei servizi di maggior tutela, la possibilità di sviluppare nuovi servizi e nuove formulazioni contrattuali è di particolare rilievo: una più ricca offerta commerciale è certamente auspicabile per permettere al cliente di lasciare l'eventuale schema di ultima istanza.

Benefici correlati alle attività di previsione ed estensione dell'abilitazione della domanda alla partecipazione ai servizi di bilanciamento

- 4.16 La previsione centrale da parte di Terna più accurata dei volumi immessi e prelevati costituisce un beneficio per il sistema (in ragione delle minori risorse necessarie a garantire l'equilibrio in tempo reale tra domanda e offerta) e, di conseguenza, permette la riduzione dei potenziali sbilanciamenti e dei relativi oneri a carico degli operatori.
- 4.17 Inoltre, la possibilità di disporre dei dati di prelievo effettivo in tempi rapidi da parte di una terza parte (sia tramite *chain 2* ma anche tramite *chain 1*) crea il presupposto, necessario ma non sufficiente, affinché tutti i punti di prelievo possano essere "programmati" da tale terza parte che rivestirà il ruolo di un aggregatore/UdD nel MSD.

Infatti, il prelievo dei punti che oggi sono trattati per fasce (ovvero profilati convenzionalmente) non è noto al sistema elettrico in tempi rapidi e, qualora esso fosse modificabile, non produrrebbe effetti sui meccanismi di allocazione dell'energia ai fini del dispacciamento. Tale trattamento convenzionale è quindi ostativo alla possibilità per tali punti di partecipare all'offerta di servizi di flessibilità sul mercato per il servizio di dispacciamento.

Le proposte dell'Autorità contenute nel documento per la consultazione 298/2016 recante la riforma del mercato per il servizio di dispacciamento, in particolare in merito all'apertura alla domanda, prevedono che nella prima fase di riforma, cosiddetta RDE-1 (cfr. par. 2.1 del citato documento), non possa essere consentita l'abilitazione alle unità di consumo e di produzione non trattate su base oraria (tipicamente connesse in bassa tensione e con potenza disponibile inferiore o uguale a 55 kW). La partecipazione di utenze "profilate" è considerata difficilmente gestibile da parte dei relativi utenti del dispacciamento/aggregatori che sarebbero esposti a un rischio di sbilanciamento troppo elevato e non direttamente legato alla risorsa effettivamente fornita dalle utenze da essi controllate. Il documento esprime l'orientamento dell'Autorità di prevedere l'abilitazione alle sole unità per le quali sia disponibile perlomeno la misura oraria di immissioni e prelievi.

Le funzionalità dello *smart metering 2G*, trasformando tutti i punti in punti trattati orari, e consentendo una contrattualizzazione che preveda l'attivazione di servizi di DSR che contemplino la possibilità di distacco dei carichi in remoto in tempi brevi (tramite dispositivi HEM connessi in modalità *web based*), apriranno la possibilità a tutti i clienti in prelievo di poter offrire risorse di bilanciamento così come oggi previsto dal sopracitato documento per la consultazione. In altri termini, il sistema di *smart metering 2G* permetterà una "attività" della domanda diffusa impensabile fino a poco tempo fa.

Benefici correlati alla gestione della rete di distribuzione

- 4.18 La disponibilità di dati di misura quattorari e in continuo, ovvero non più solo a partire da una determinata data del mese successivo al prelievo e all'immissione, permette al DSO una maggiore osservabilità della rete, al fine di individuare variazioni delle curve dei prelievi complessivi anomale e causate da problematiche della rete. In particolare, sarebbe possibile affinare gli algoritmi di bilancio per confrontare la quantità di energia elettrica complessivamente prelevata con quella in ingresso nelle singole cabine di trasformazione e valutare così l'eventuale presenza di picchi di perdite di rete, nel caso di scostamenti anomali, anche per l'individuazione di perdite commerciali.

Inoltre è prevedibile che la disponibilità, da parte dei distributori, dei dati dei prelievi in continuo potrebbe permettere l'individuazione di situazioni di malfunzionamento dei misuratori, nel caso di riduzioni brusche dell'energia elettrica erogata ai singoli utenti. La diffusione dei sistemi di *smart metering 2G* consentirebbe queste osservazioni con tempi più rapidi rispetto a quanto ora possibile.

In termini di miglior conoscenza della rete in vista di una pianificazione degli investimenti, la disponibilità della misurazione dell'energia reattiva è elemento informativo importante per l'impresa distributrice, così come la rilevazione e registrazione degli indici di qualità della tensione previsti.

Infine le nuove registrazioni sulle interruzioni permetteranno, oltre a contribuire esse stesse alla miglior pianificazione degli interventi di rete, anche una riduzione dei costi gestionali delle stesse interruzioni.

Benefici correlati all'entità delle garanzie finanziarie tra attori della filiera

- 4.19 Per quanto riguarda il beneficio legato alla riduzione dell'entità delle garanzie finanziarie richieste da parte degli attori del sistema che erogano servizi, esse dal punto di vista della struttura dei costi che si riflette nel prezzo al cliente finale possono essere ricondotte separatamente al costo dell'energia e ai costi per l'uso della rete.

- 4.20 La componente del costo dell'energia, incorporando i costi del servizio di dispacciamento, tiene conto della quantificazione delle garanzie richieste da Terna per l'erogazione del servizio di dispacciamento ai relativi utenti. È prevedibile un beneficio consistente nella riduzione dell'entità delle garanzie richieste da Terna per effetto della riduzione del suo periodo di esposizione finanziaria (cioè il tempo compreso tra l'erogazione del servizio di dispacciamento e il pagamento della corrispondente fattura da parte dell'UdD).

La riduzione dei tempi di esposizione finanziaria di Terna è possibile per effetto della possibilità di compressione dei tempi del processo di *settlement*, della possibilità di procedere con lo *switching* infra-mese e della riduzione dei tempi necessari per lo *switching*, tutti miglioramenti permessi dalla disponibilità dei dati validati a cadenza giornaliera per tutti i punti.

Inoltre, si prevede che la disponibilità dei dati validati a cadenza giornaliera possa permettere a Terna di effettuare, con maggior precisione, il monitoraggio

per l'aggiornamento delle fidejussioni richieste; in particolare la stima che Terna effettua dei prelievi effettivi per il confronto con i programmi degli UdD potrà beneficiare di una minor incertezza.

- 4.21 Per quanto attiene il servizio di trasporto, si potrebbe ipotizzare una possibile riduzione dell'entità delle garanzie richieste dai DSO agli utenti del trasporto in ragione della prevedibile compressione del proprio tempo di esposizione.

Questo potrebbe realizzarsi, in maniera simile al dimensionamento delle garanzie per il dispacciamento, per effetto della compressione del processo di emissione delle fatture di trasporto, che potrebbero essere emesse molto più anticipatamente rispetto a oggi e in tempi più prossimi al momento dell'erogazione del servizio, nonché della riduzione delle tempistiche di *switching* – che incidono per l'eventualità dell'attivazione dei servizi di ultima istanza in caso di mancato pagamento protratto. I due contributi descritti produrranno la riduzione del tempo complessivo di esposizione e conseguentemente del dimensionamento delle garanzie.

- 4.22 Infine, nell'ultimo segmento della filiera, in ragione della riduzione dell'esposizione creditizia per effetto della riduzione della morosità, è prevedibile un ulteriore beneficio in capo ai venditori, con conseguente ottimizzazione del capitale circolante.

Spunti per la consultazione

- S7. Si condividono i benefici individuati in relazione ai cambiamenti abilitati dal sistema di *smart metering* 2G sui processi e i servizi individuati al capitolo 3?
- S8. Si individuano ulteriori benefici?
- S9. Alla luce di quanto presentato nel Capitolo 3 e nel Capitolo 4, si richiede di evidenziare quali tra i benefici identificati potrebbero comportare per il loro conseguimento oneri rilevanti, ulteriori rispetto a quelli direttamente connessi allo sviluppo del nuovo sistema di misura, a carico dei diversi operatori coinvolti, inclusi i venditori, fornendo ove possibile elementi quantitativi a supporto.

5. Ambiti di adeguamento della regolazione

- 5.1 Affinché le nuove e più avanzate funzionalità tecniche del sistema *smart metering* 2G possano esprimere efficacemente i benefici potenziali descritti nei paragrafi precedenti, è necessario prevedere un opportuno adeguamento del sistema di regole vigente.

Anche la sequenza temporale degli interventi regolatori necessari a portare a compimento il quadro dei benefici potrà essere rilevante nel guidare il rilascio tempestivo di sottoinsiemi di benefici al cliente finale.

- 5.2 A tale proposito va peraltro tenuto in conto che il dispiego della tecnologia 2G impiegherà un certo numero di anni per completarsi sul territorio. Il diffondersi progressivo della nuova piattaforma consentirà, infatti, di adeguare alcuni processi sistemici per i soli clienti dotati della nuova tecnologia; ciò crea una potenziale discriminazione tra clienti, in funzione dell'organizzazione del piano di installazione nei diversi ambiti di distribuzione sul territorio e messa a regime del sistema. In fase di adeguamento della regolazione bisogna dunque valutare l'equilibrio tra la tempestività nell'attivazione dei benefici e la minimizzazione della differenza di trattamento tra clienti appartenenti alla stessa tipologia.
- 5.3 In questo capitolo si illustrano i principali ambiti di regolazione che si ritiene possano o debbano essere oggetto di riforma. Il dettaglio degli interventi e la loro sequenza temporale saranno oggetto di successive consultazioni da parte dell'Autorità.

Aggiornamento del Registro Centrale Ufficiale e strumenti di interazione con i misuratori per i venditori

- 5.4 I requisiti funzionali definiti dalla deliberazione 87/2016/R/eel prevedono fra l'altro, come anticipato nel capitolo 3, che alcuni dei parametri di configurazione dei misuratori possano essere programmati direttamente dai venditori e che taluni possano essere aggiornati. Si tratta tipicamente, ma non esclusivamente, di parametri contrattuali, quali l'articolazione delle fasce, le date dei periodi in cui si registrano i valori dei totalizzatori attivati in funzione delle fasce programmate (*freezing*), le scelte di riservatezza dei dati riportabili sul *display* (POD, indicazione del venditore, etc.), il monte kWh pre-pagato e l'eventuale soglia di allarme connesso a quest'ultimo.
- 5.5 Oggi l'anagrafica dei punti di prelievo e dei relativi titolari, corredata di un *set* informativo utile ai processi la cui competenza è stata via via trasferita al SII dalla regolazione (*switching*, aggregazione delle misure, messa a disposizione di dati di misura dei punti trattati orari, etc.), risiede nel Registro Centrale Ufficiale (di seguito RCU), ricompreso nel SII il cui gestore è l'Acquirente Unico. Il regolamento del SII prevede anche le procedure per l'aggiornamento dei dati nel RCU con interazioni disciplinate con le imprese distributrici e i venditori/Utenti del Dispacciamento.
- 5.6 In quest'ottica, le procedure di parametrizzazione dei misuratori, che vedono coinvolti i venditori, e i cui parametri si ritiene facciano parte della dotazione informativa caratterizzante il punto di prelievo, possono beneficiare della posizione centralizzata del SII.
- 5.7 Alcune di queste configurazioni/parametrizzazioni sono indispensabili fin da subito per poter attivare il funzionamento dei misuratori. Pertanto, oltre alla necessità di stabilire predisposizioni di default per i misuratori, si rende necessario:

- definire la procedura attraverso la quale il venditore configura il misuratore, eventualmente attraverso il SII;
- valutare quali nuove informazioni debbano anche essere aggiunte nel RCU.

Ciò deve essere valutato alla luce delle disposizioni dell'Allegato B alla deliberazione 87/2016/R/eel.

Spunti per la consultazione

- S10. Si condivide l'individuazione della necessità di aggiornare la disciplina della procedura di interazione fra imprese distributrici, RCU e venditori per l'avvio iniziale dei misuratori 2G?
- S11. Si ritiene possibile utilizzare una configurazione di *default* per un avvio anticipato del funzionamento del sistema di *smart metering* 2G?

Messa a disposizione dei dati validati di prelievo e di immissione e loro aggregazione ai fini dei rapporti commerciali

- 5.8 La fruibilità effettiva dei benefici derivanti dal sistema di *smart metering* 2G illustrati nel capitolo 4, come si è visto, dipende in molti casi dal miglioramento degli output della *chain 1* (in particolare dalla disponibilità per tutti i punti dei valori di prelievo e immissione quattorari validati) di cui al capitolo 3.
- 5.9 La deliberazione 87/2016/R/eel ha disciplinato le *performance* del sistema di *smart metering* 2G da un "capo all'altro" con riferimento strettamente al perimetro del servizio di misura, nella responsabilità dell'impresa distributtrice: ciò a partire dalle modalità e dal dettaglio delle misure elaborate dal misuratore, fino alle *performance* di messa a disposizione sia dei dati validati (*chain 1*) che di quelli non validati (*chain 2*). Inoltre è stata prevista la predisposizione da parte dell'impresa distributtrice delle interfacce informatiche adeguate a realizzare efficacemente, fra l'altro, il trasferimento dei dati validati prodotti.
- 5.10 Come già illustrato al capitolo 2, la deliberazione 87/2016/R/eel ha già stabilito che le imprese distributrici debbano acquisire e mettere a disposizione del sistema elettrico, ovvero al SII, le curve orarie validate per ciascun punto di prelievo entro le ore 24 del giorno successivo al giorno di consumo³⁴.

Le tematiche su cui dovranno concentrarsi gli interventi regolatori in materia di messa a disposizione dei dati di misura di cui alla *chain 1* riguardano quindi:

- le procedure di trasferimento dei dati di misura al SII (ivi incluso lo stabilire i "tracciati" informatici);
- le tempistiche e le procedure di messa a disposizione dei dati di misura dal SII alle parti interessate;

³⁴ salvo che per il primo anno, allorquando il termine è posto transitoriamente pari a 30 ore.

- il grado di aggregazione dei dati messi a disposizione alle parti interessate.

5.11 In considerazione delle diverse attività e dei benefici specifici che possono derivare dallo *smart metering* 2G, è presumibile che non tutti gli attori abbiano gli stessi interessi nella messa a disposizione dei dati, sia in termini di tempistiche che di dettaglio di rilascio.

Ad esempio, al fine di un calcolo tempestivo degli sbilanciamenti, nonché del monitoraggio della propria esposizione finanziaria rispetto a ciascun UdD, Terna potrebbe essere interessata a disporre dei dati di misura entro le 24 ore successive al giorno di riferimento. Tale esigenza tra l'altro riguarderebbe le tempistiche di messa a disposizione anche delle misure orarie dei punti di prelievo in AT e MT; diversamente l'operazione di determinazione dell'energia riferibile a ciascun punto di dispacciamento non sarebbe completa.

Dal punto di vista di un venditore, potrebbe essere, invece, auspicabile avere i dati per punto di prelievo, aggregati per fascia oraria, con una cadenza correlata ai cicli di fatturazione attiva e passiva. Inoltre ciascun venditore potrebbe avere diverse esigenze per diversi gruppi di clientela con cui ha adottato diverse strategie di offerta.

5.12 Di conseguenza, oltre alla tematica della tempistica della messa a disposizione dei dati, è necessario valutare anche l'aggregazione dei dati secondo le esigenze potenzialmente differenti dei diversi soggetti (per punto di dispacciamento, per punto di prelievo, per gruppi di punti con la medesima tipologia di contratto etc.), ovvero affrontare dal punto di vista regolatorio anche l'eventuale disciplina del nuovo compito di "aggregazione dei dati di misura ai fini commerciali", andando a definire se e con quali modalità attribuirne al SII la responsabilità.

Al SII potrebbe, infatti, essere richiesto di mettere a disposizione i dati quartorari, cioè nel massimo grado di granularità, direttamente a Terna e ai venditori o eventualmente a intermediari. L'aggregazione dei dati di misura ai fini commerciali dovrebbe stabilire profili quali ad esempio:

- scansione temporale (ogni quanto ricevere i dati);
- raggruppamento dei punti di prelievo con cui ricevere i dati (per tipo di contratto o altro cluster, etc);
- periodo di riferimento (quanti giorni consecutivi di consumo sono parte di ciascuna messa a disposizione);
- livello di aggregazione/dettaglio con cui le curve devono essere consegnate (quartorario, orario, per fasce, etc).

Spunti per la consultazione

- S12. Si condivide che nel nuovo scenario abilitato dalla tecnologia 2G vi potranno essere differenti esigenze di messa a disposizione dei dati validati?
- S13. Si condivide l'articolazione illustrata di configurabilità della aggregazione/messa a disposizione ai fini commerciali dei dati validati?
- S14. Quali tempi possono essere valutati necessari per l'adeguamento dei sistemi informativi dei venditori alla eventuale ricezione delle curve quartorarie nonché per le procedure di elaborazione susseguenti (fatturazione, etc.)? Motivare la risposta.

Superamento progressivo della metodologia di profilazione convenzionale (load profiling) e riforma del settlement

- 5.13 Come descritto nei capitoli 2 e 3, per quanto riguarda i processi sistemici che saranno migliorati grazie all'introduzione del sistema di *smart metering* 2G, vi è il processo di *settlement*, inclusa la profilazione convenzionale dei prelievi, istituita per ovviare alla carenza di misure di prelievo orario effettivo.

Tutti i punti di prelievo e di immissione, a tendere, potranno infatti essere trattati orari ai fini dell'attribuzione dell'energia di dispacciamento ovvero del *settlement*³⁵. Ciò comporta un rilevante beneficio sia per i clienti che per gli operatori: la profilazione convenzionale condiziona infatti molti dei processi di mercato.

A tale proposito è utile osservare che i punti di prelievo equipaggiati con il misuratore 2G e messi a regime secondo le tempistiche stabilite dall'Autorità nell'allegato B della deliberazione 87/2016/R/eel possono progressivamente andare ad aggiungersi a quelli oggi ricompresi nel trattamento orario a patto degli adeguamenti descritti nel precedente paragrafo.

- 5.14 Il superamento completo della profilazione convenzionale renderà non più necessario ovviamente il “conguaglio *load profiling*”, ovvero la sessione annuale di ricalcolo dei consumi per tutti i punti di prelievo trattati per fasce istituita per ricondurre ai consumi effettivi, e alla loro valorizzazione economica, i consumi dei punti trattati per fasce, profilati convenzionalmente l'anno precedente, con conseguente liquidazione a tutti gli UdD delle partite economiche di riconciliazione.

³⁵ È da osservare che il fatto che ciascun punto sia trattato orario ai fini del *settlement* non preclude all'UdD e al venditore di stipulare un contratto con raggruppamenti per fasce, configurabili in fase di commercializzazione, i cui totalizzatori, se in numero non superiore a 6, saranno visualizzabili anche sul *display* del misuratore. Il dato di fatturazione corrispondente a ciascun punto sarà calcolato dal venditore in base ai dati con dettaglio quartorario messi a sua disposizione, eventualmente aggregati su base temporale concordata con l'aggregatore o il gestore del SII.

- 5.15 L'altro aspetto di cui la regolazione del *settlement* dovrà tener conto è la tempestività con cui Terna potrà avere la disponibilità dei dati di misura (si veda il precedente paragrafo), elemento essenziale ai fini della determinazione delle partite fisiche.

Tale aspetto potrà produrre una rivisitazione del riferimento temporale (oggi mensile) e della cadenza (oggi mensile con ritardo di un mese rispetto al mese di riferimento) di determinazione delle partite fisiche, ovvero delle cosiddette sessioni di *settlement*. Tale rivisitazione potrà essere eventualmente coordinata con la revisione delle tempistiche delle procedure di *switching* e voltura, anch'esse abilitate dalla nuova tecnologia.

- 5.16 È pertanto da individuarsi il percorso di riduzione progressiva dei passaggio punti di prelievo trattati per fasce, tenendo conto che durante le fasi transitorie i benefici sistemici saranno solo limitati, in quantità e qualità, e quanto più il transitorio perdurerà tanto più ritardati i benefici sistemici perverranno nella loro completezza. Fintantoché rimarranno in campo porzioni di sistemi 1G non in grado di supportare le tempistiche e le *performance* del sistema 2G messo a regime, il *settlement* nel suo complesso potrà, al più, lavorare con due processi differenziati secondo le tempistiche dettate da ciascuna delle due tecnologie (“doppia velocità”).

- 5.17 Un'alternativa alla “doppia velocità” sarebbe la previsione di un *settlement* unico e innovato (con nuovo riferimento temporale e nuova cadenza delle sessioni) in base ai nuovi tempi di disponibilità delle misure orarie per i punti trattati orari, con il mantenimento del conguaglio *load profiling* annuale per tutti i punti trattati per fasce non ancora interessati dal trasferimento allo *smart metering* 2G.

In questo caso, comunque “impegnativo”, vi sarebbe da adattare la messa a disposizione dei dati dei punti in MT e AT, nonché di quelli in BT trattati orari ma ancora nel sistema 1G, e adeguare i meccanismi di attribuzione dell'energia elettrica per i punti trattati non orari non più in base mensile ma sulla base del riferimento temporale stabilito (settimanale, bisettimanale, etc.).

Spunti per la consultazione

S15. Si condivide che il superamento del conguaglio *load profiling* potrà avvenire solamente a completamento dell'implementazione del sistema *smart metering* 2G che garantisce dati di misura orari per ciascun punto di prelievo? E che la comprimibilità dei tempi di *settlement* dipende dalla possibilità della tempestività di messa a disposizione dei dati di misura orari per tutti i punti di prelievo e di immissione?

Switching e voltura

- 5.18 Come anticipato nel capitolo 3 con riferimento all'impatto di miglioramento sui processi esistenti, la procedura di *switching* e la tempistica delle relative interazioni per garantire la possibilità di successione infra-mese del contratto di

fornitura potranno giovare di innovazione grazie alle funzionalità del sistema di *smart metering* 2G.

5.19 In particolare, la regolazione oggetto di prossima innovazione dovrà accogliere previsioni che disciplinino:

- la possibilità che l'avvio del nuovo contratto possa essere non solo il primo giorno del mese, ma qualsiasi giorno del mese;
- l'accorciamento dei tempi di avvio di modifica del contratto rispetto al momento di cambio titolarità del medesimo. Oggi il processo può essere avviato in qualsiasi giorno del mese ma produce diversi esiti a seconda che avvenga prima del 10 del mese (il che comporta la possibilità dello *switching* effettivo al primo giorno del mese successivo) o dopo il 10 del mese (il che comporta la modifica del contratto solo al primo giorno del secondo mese successivo); ciò pertanto comporta una tempistica minima di 3 settimane che però può anche estendersi fino a 50 giorni;
- l'adeguamento dell'obbligo per il venditore uscente di emettere la fattura di chiusura in base al consumo effettuato fino alle ore 24 dell'ultimo giorno di contratto qualunque esso sia;
- le procedure di aggiornamento dell'RCU dell'attribuzione del punto di prelievo al nuovo venditore/UdD e l'utilizzo da parte di Terna che ne consegue nell'attribuzione dell'energia prelevata all'unità di consumo.

5.20 Sarà inoltre necessario intervenire su ulteriori ambiti impattati dalla procedura di *switching*. In particolare:

- la disciplina dei servizi di ultima istanza (la cui attivazione o disattivazione è riconducibile a una normale procedura di *switching*) tenendo conto della possibilità di modifica infra-mese della titolarità del contratto di fornitura;
- la disciplina del sistema indennitario e dei tempi che attualmente ne caratterizzano le procedure operative.

L'eventuale attivazione di contratti con formule di pre-pagamento richiederebbe inoltre di ripensare complessivamente le condizioni di accesso alla rete e le logiche dello *switching*. Come anticipato al paragrafo 3.22, tali forme contrattuali presentano infatti elementi di alternatività rispetto alle attuali.

5.21 Per l'aggiornamento del processo di voltura, poiché esso beneficia della stessa possibilità di determinare il consumo del titolare del punto uscente al giorno di chiusura del rapporto contrattuale, anche infra-mese, similmente a quanto detto per la procedura di *switching*, l'impatto regolatorio si riconduce alla revisione delle modalità di determinazione del consumo.

Spunti per la consultazione

- S16. Si ritiene che, in prima applicazione, il momento di successione del contratto di fornitura debba essere reso contestuale all'inizio delle aggiornate sessioni di *settlement*? O si ritiene che fin dall'inizio sarà possibile avviare l'attribuzione del nuovo contratto in qualsiasi momento del mese?
- S17. Si ritiene che un periodo transitorio in cui possano coesistere sessioni di *settlement* basate su un intervallo temporale ridotto (a.e.: settimanale) con il mantenimento dei tempi attuali di *switching* per i punti trattati per fascia possa portare beneficio al sistema?
- S18. Quanto può essere compreso il tempo di avvio della procedura di *switching* in relazione all'effettiva successione del contratto? Parimenti, quanto può essere compreso il tempo di avvio per la voltura?

Disciplina del Dispacciamento (futuro Testo Integrato del dispacciamento)

5.22 L'Autorità, con la deliberazione 30 luglio 2015, 393/2015/R/eel, ha avviato un procedimento finalizzato alla formazione di provvedimenti per la riforma organica della regolazione del servizio di dispacciamento con cui addiverrà alla predisposizione di atti relativi alla regolazione del servizio di dispacciamento e di un Testo Integrato del dispacciamento in sostituzione del vigente Allegato A alla deliberazione 9 giugno 2006, 111/06.

5.23 Gli orientamenti attuali dell'Autorità sono di consentire l'abilitazione alla fornitura di risorse di dispacciamento alle unità di consumo ma esclusivamente a quelle che ricomprendono punti di prelievo trattati orari.

Il dispiegarsi del sistema 2G e la messa a regime delle *performance* del sistema 2G in determinate porzioni di territorio e il superamento del *load profiling* per i punti di prelievo ivi attestati permetterà il progressivo ampliamento dell'insieme delle unità di consumo potenzialmente abilitabili ai fini del dispacciamento.

Garanzie richiesta da Terna

5.24 Le modalità di determinazione e aggiornamento delle garanzie che Terna richiede agli UdD sono contenute nel Codice di rete approvato dall'Autorità.

Le modifiche delle tempistiche del *settlement* e dei tempi della procedura di *switching*, come richiamato nel capitolo 4, produrranno la contrazione del tempo di esposizione finanziaria di Terna. Il perfezionamento dell'aggiornamento della regolazione del *settlement* e della messa a disposizione dei dati quartorari anche a Terna dovrà quindi prevedere una revisione delle modalità di determinazione delle garanzie e quindi un aggiornamento del Codice di Rete, anche tenendo conto del procedimento avviato con la deliberazione 393/2015/R/eel.

Codice di rete della distribuzione

5.25 Per quanto riguarda i **tempi di fatturazione** dell'impresa distributrice al venditore (c.d.: fattura di ciclo), essa è regolamentata nel "Codice di rete tipo per il servizio di trasporto dell'energia elettrica" di cui alla deliberazione 268/2015/R/eel e potrà subire notevoli miglioramenti come descritto al paragrafo sulla fatturazione passiva *retail*.

La frequenza e i tempi di massimi di emissione della fattura potranno essere rivisti per tener conto della più frequente messa a disposizione dei dati di consumo, non più su base mensile ma su base giornaliera. La nuova definizione delle scadenze di fatturazione sarà strettamente legata alle tempistiche previste per la messa a disposizione dei dati orari al venditore e dovrà contemperare il beneficio (sia per l'impresa distributrice che per il venditore) dell'anticipazione del momento di emissione, con i costi legati a un'emissione più frequente.

5.26 Per quanto riguarda invece le **garanzie** richieste al venditore da parte dell'impresa distributrice, come nel caso delle garanzie richieste da parte di Terna, i tempi di esposizione in base ai quali esse sono dimensionate saranno compressi in ragione della revisione dei tempi di emissione delle fatture di trasporto e dell'accorciamento dei tempi della procedura di *switching* (questi ultimi rilevanti in caso di necessità di attivazione dei servizi di ultima istanza, a fronte del mancato pagamento del dovuto anche dopo la procedura di messa in mora).

Fatturazione di periodo ai clienti

5.27 La regolazione della fatturazione di periodo è in corso di revisione da parte dell'Autorità, i cui orientamenti in tema, nell'ambito del procedimento per l'adozione di provvedimenti diretti all'attuazione delle disposizioni del Decreto Legislativo n. 102/2014, hanno gli obiettivi di:

- tutelare i clienti finali e agevolare la comprensione la comparazione delle offerte;
- promuovere la concorrenza;
- garantire il buon funzionamento del mercato.

La regolazione *in fieri* dovrà quindi tener conto delle nuove possibilità di determinazione del consumo da fatturare non prevedendo più il ricorso alle stime di coda.

Regolazione della qualità

5.28 I clienti finali potranno beneficiare, come già anticipato, degli effetti di maggiore tempestività nella risoluzione del guasto sulla rete di bassa tensione, derivanti da questa nuova caratteristica dei misuratori 2G, solo grazie a una modifica della regolazione della continuità del servizio che dovrà essere accuratamente implementata per tenere conto sia della complessità intrinseca del fenomeno (con particolare riferimento alle chiamate spontanee a seguito di

disalimentazione per guasti sulle reti a livelli di tensione superiori) sia del tasso di affidabilità del meccanismo di chiamata spontanea che andrà testato in campo.

- 5.29 Ulteriori benefici che la regolazione della qualità del servizio potrebbe trasferire ai clienti finali sono relativi alla possibilità di utilizzare il misuratore per campagne anche massive di verifica del rispetto dei livelli di tensione (variazioni lente di tensione misurate in conformità alla norma EN 50160).

Spunti per la consultazione

- S19. Quali benefici si ritiene che il sistema elettrico dovrebbe disporre prioritariamente e conseguentemente l’Autorità predisporre gli strumenti regolatori abilitanti fin da subito?
- S20. Si ritiene vi siano altri impatti regolatori di cui tenere conto nell’azione dell’Autorità al fine di permettere il dispiegamento dei benefici come permessi dalla nuova tecnologia del sistema *smart metering 2G*?