

**MEMORIA 9 FEBBRAIO 2017**  
**47/2017/I/EEL**

**EFFETTI DELLA RIFORMA DELLE TARIFFE ELETTRICHE PER I CLIENTI DOMESTICI**  
**E REGOLAZIONE DEI SISTEMI DI *SMART METERING***  
**DI SECONDA GENERAZIONE IN BASSA TENSIONE,**  
**AI SENSI DEGLI ARTT. 9 E 11 DEL DECRETO LEGISLATIVO 4 LUGLIO 2014, N. 102**

Memoria per l'audizione presso la X Commissione Attività Produttive della Camera dei Deputati

9 febbraio 2017

*Signor Presidente, Gentili Deputate e Deputati,*

*desidero ringraziare la Commissione Attività Produttive della Camera dei Deputati, per aver inteso invitare in audizione il Collegio dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico, anche a nome dei miei Colleghi Alberto Biancardi, Rocco Colicchio e Valeria Termini, in merito agli effetti della riforma delle tariffe elettriche per i clienti domestici ed alla regolazione dei sistemi di smart metering di seconda generazione per la misura di energia elettrica in bassa tensione. Entrambi gli interventi seguono precise disposizioni legislative del decreto legislativo 4 luglio 2014, n.102 (artt. 9 e 11), che ha recepito nell'ordinamento nazionale la Direttiva 2012/27/UE in materia di efficienza energetica e di promozione della partecipazione della domanda al mercato. Si tratta, quindi, di interventi regolatori attuativi della declinazione legislativa nazionale delle Linee guida europee, cui si rimanda quanto a principi e obiettivi fondamentali.*

*Con la presente memoria vorremmo dunque fornire elementi e dati utili per l'attività di questa Commissione sugli argomenti citati, offrendo al contempo la nostra completa disponibilità a produrre ulteriori integrazioni alle considerazioni che ci accingiamo ad esporre, sia in forma scritta, sia rispondendo direttamente ad eventuali domande e richieste di chiarimenti che ci saranno avanzate.*

IL PRESIDENTE  
*Guido Bortoni*

Roma, 14 febbraio 2017

### ***1. Il quadro normativo e la delega attuativa al Regolatore.***

Il decreto legislativo **4 luglio 2014, n. 102**, ha recepito nell'ordinamento nazionale, in virtù della delega legislativa di cui alla legge 6 agosto 2013, n. 96, la direttiva europea 2012/27/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 25 ottobre 2012, sull'efficienza energetica, volta, tra l'altro, a favorire l'efficienza energetica e a promuovere la partecipazione attiva della domanda.

In coerenza con tale finalità, e con quanto esplicitamente previsto in materia dalla legge di delegazione europea 2013 (art. 4, comma 1), il decreto legislativo (art. 11, comma 3) ha stabilito che: *“Con uno o più provvedimenti e con riferimento ai clienti domestici, l’Autorità per l’energia elettrica, il gas e il sistema idrico adegua le componenti della tariffa elettrica da essa stessa definite, con l’obiettivo di superare la struttura progressiva rispetto ai consumi e adeguare le predette componenti ai costi del relativo servizio, secondo criteri di gradualità. L’adeguamento della struttura tariffaria deve essere tale da stimolare comportamenti virtuosi da parte dei cittadini, favorire il conseguimento degli obiettivi di efficienza energetica e non determina impatti sulle categorie di utenti con struttura tariffaria non progressiva”*.

Al fine di pervenire all'adozione dei provvedimenti ad essa demandati, l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (di seguito: l'Autorità), ha promosso la più ampia partecipazione di operatori e *stakeholders* nell'ambito del procedimento volto alla riforma delle tariffe dei servizi di rete (trasmissione, distribuzione e misura) dell'energia elettrica e delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema per i clienti domestici in bassa tensione, secondo i criteri ben fissati dal decreto legislativo

102/2014<sup>1</sup>. Al riguardo, ha anche formulato due segnalazioni al Parlamento e al Governo<sup>2</sup>.

Il perseguimento degli obiettivi di efficienza energetica e di promozione della partecipazione attiva della domanda ha come condizione fondamentale una maggiore consapevolezza dei consumatori in relazione ai propri prelievi, ai costi connessi all'energia elettrica prelevata dalle reti e alle opportunità di ridurre la propria spesa per l'energia (*lato sensu*, anche tramite l'autoconsumo). La direttiva 2012/27/CE introduce disposizioni di particolare dettaglio in materia di misurazione e di fatturazione dei prelievi energetici, recepite in specifiche previsioni del decreto legislativo n. 102/2014. In particolare, l'articolo 9, comma 3, del decreto legislativo n. 102/2014, prevede che, *“Fatto salvo quanto già previsto dal decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93 e nella prospettiva di un progressivo miglioramento delle prestazioni dei sistemi di misurazione intelligenti e dei contatori intelligenti, introdotti conformemente alle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE, al fine di renderli sempre più aderenti alle esigenze del cliente finale, l'Autorità per l'energia elettrica, il gas ed il sistema idrico, con uno o più provvedimenti da adottare entro ventiquattro mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto, tenuto conto dei relativi standard internazionali e delle raccomandazioni della Commissione europea, predispone le specifiche abilitanti dei sistemi di misurazione intelligenti, a cui le imprese distributrici in qualità di esercenti l'attività di misura sono tenuti ad uniformarsi”*.

In relazione a tale profilo, in attuazione di quanto disposto dal decreto legislativo, l'azione dell'Autorità si è rivolta a definire le funzionalità dei sistemi di misurazione intelligenti di energia elettrica in bassa tensione di seconda generazione (di seguito: “sistemi di *smart metering 2G*”), nonché la relativa disciplina tariffaria per il riconoscimento dei costi. A tal fine l'Autorità ha avviato un ampio processo di

---

<sup>1</sup> Tale procedimento è stato condotto applicando la metodologia di Analisi di Impatto della Regolazione (AIR), la cui relazione conclusiva è stata pubblicata sul sito internet dell'Autorità a marzo 2016. ([www.autorita.energia.it/it/docs/15/582-15air.pdf](http://www.autorita.energia.it/it/docs/15/582-15air.pdf)); nella Relazione AIR è raccolta ampia documentazione quantitativa a supporto delle argomentazioni riepilogate nella presente Memoria.

<sup>2</sup> Cfr. Segnalazione 18 giugno 2015, 2872/2015/I/com e Segnalazione 18 giugno 2015, 292/2015/I/eel

consultazione, incontri tecnici e di approfondimento, sia con soggetti del settore dell'energia sia del mondo delle telecomunicazioni, avviando anche una collaborazione tecnica, tuttora in corso, con l'Autorità per le garanzie nelle comunicazioni (AGCOM).

## ***2. La riforma delle tariffe elettriche applicabili ai clienti domestici.***

A fine 2015, sulla base delle osservazioni raccolte nell'ambito di un articolato processo di consultazione e di ulteriori approfondimenti<sup>3</sup>, l'Autorità ha approvato, con la deliberazione 582/2015/R/EEL, la riforma della struttura tariffaria per i clienti domestici di energia elettrica, con un provvedimento programmatico recante un percorso di gradualità che, partendo dall'1 gennaio 2016 e sviluppandosi nell'arco di due anni, arriverà a superare del tutto la progressività della struttura tariffaria per clienti domestici entro l'inizio del 2018. Al riguardo il mandato del decreto legislativo n. 102/2014 prevede un intervento del Regolatore che ha portata generale (interessando sia le tariffe di rete sia gli oneri generali), in merito al superamento della struttura progressiva rispetto ai prelievi, e fornisce un criterio specifico di riforma, ossia l'adeguamento delle componenti ai costi del relativo servizio, che è chiaramente applicabile solo alle tariffe di rete (essendo gli oneri generali componenti parafiscali).

Terminata la transizione graduale in corso, che ha compiuto dall'inizio del 2017 una seconda tappa di attuazione (deliberazione 782/2016/R/eel), superando – da quest'anno

---

<sup>3</sup> Hanno partecipato alle consultazioni dell'Autorità svariati soggetti; in particolare, per la consultazione 34/2015/R/eel ACEA, AICARR, AIGET, Altroconsumo, Amici della Terra, Ass. Unione Naz. Consumatori (AUNC), Assoc.Naz. Famiglie Numerose (ANFN), Assoclima Assoelettrica, Assorinnovabili, Assotermica, ANIMA, Assoutenti e Codici, Axpo Italia, CCSE, Edison, ENEL, Energia Spa, Energy@home, Utilitalia, Grid Parity 2 srl, Legambiente, Sen. Giroto (M5S), oltre a 10 cittadini; per la consultazione 293/2015/R/eel A2A, ACEA, Adiconsum, un raggruppamento formato da diverse associazioni ambientaliste e di consumatori (Adusbef, Codici, Greenpeace, KyotoClub, ItaliaSolare, Legambiente, WWF), AICARR, AIGET, Altroconsumo, Amici della Terra, ANEV, Ass. Unione Naz. Consumatori (AUNC), Assoclima, Assoelettrica, Assorinnovabili, Assotermica, Edison, ENEL, Energia Concorrente, ENI, Federconsumatori, Grid Parity 2 srl, Utilitalia, oltre a 1 cittadino. Tutti i commenti pervenuti sono pubblicamente disponibili sul sito internet dell'Autorità.

– la progressività della tariffa di rete, l’Italia non risulterà più l’unico Stato dell’Unione europea, e uno dei pochi a livello mondiale, a prevedere (da circa quarant’anni) l’applicazione ai clienti domestici di tariffe elettriche con struttura progressiva. Il superamento della progressività è stato condotto in modo da rendere i prezzi aderenti ai costi del servizio, laddove questi costi siano identificabili come costi del servizio reso nel caso delle tariffe di rete. La riforma consente di superare il meccanismo di sussidi incrociati e trasferimenti di gettito tra diversi gruppi di clienti domestici, che ha caratterizzato il sistema tariffario elettrico italiano dal 1973 ad oggi e in base al quale le famiglie residenti e con bassi consumi hanno pagato la propria fornitura di energia elettrica meno del costo effettivo del servizio sottostante. A titolo esemplificativo, nell’anno 2015 i sussidi incrociati e i trasferimenti di gettito erano complessivamente stimabili in almeno 1 miliardo di euro e strutturati in modo tale che i clienti domestici residenti con potenza impegnata fino a 3 kW e consumi inferiori a 3.000 kWh/anno risultavano sussidiati dagli altri clienti domestici. Questo ha superato un assetto previgente divenuto antiquato e contraddittorio.

### *2.1 Effetti sulle bollette elettriche*

Il superamento della progressività non comporta di per sé alcuna variazione della bolletta elettrica per il comparto domestico nel suo complesso (circa 29 milioni di clienti) - nel senso che, secondo la legge, le necessità di gettito per tutto il settore devono rimanere invariate - ma produrrà effetti differenziati tra le diverse tipologie di clienti domestici all’interno del relativo comparto, in funzione dei loro livelli di prelievo dalla rete, dell’impegno di potenza e della condizione di residenza.

Al fine di valutare tali differenti situazioni, l’Autorità ha definito 8 clienti *benchmark*, ritenuti rappresentativi delle situazioni più frequenti e “popolate” dai clienti domestici; la seguente Tabella 1 fornisce il dettaglio delle variazioni di spesa intercorse nei primi due anni di transizione graduale:

Tabella 1 - Variazioni di spesa effettivamente intervenute  
(€/anno al lordo di tasse e imposte)

Clients benchmark:	tra 2015 e 2016	tra 2016 e 2017
A: 3 kW, 1500 kWh/a	18	31
B: 3 kW, 2200 kWh/a	10	15
C: 3 kW, 2700 kWh/a	3	-5
D: 3 kW, 3200 kWh/a	-1	-61
F: 3 kW, 900 kWh/a *	28	75
G: 3,5 kW, 3500 kWh/a	-23	-275
H: 3 kW, 4000 kWh/a *	-59	-142
L: 6 kW, 6000 kWh/a	-219	-397

\* non residenti

Questa tabella consente di evidenziare come la riforma induca:

- riduzioni di spesa, anche significative, per le forniture in abitazioni di residenza anagrafica caratterizzate da prelievi medi e alti (maggiori di 2.700 kWh/anno), rappresentate dai *benchmark*, D, G e L; nel complesso si tratta di circa 5 milioni di utenze domestiche;
- riduzioni di spesa anche per situazioni specifiche, ad esempio forniture di energia elettrica in abitazioni che non risultano coincidenti con la residenza anagrafica ma caratterizzate da prelievi annui paragonabili con quelli tipici di un residente (come potrebbe essere il caso di lavoratori fuori sede), rappresentate dal *benchmark* H; nel complesso si stimano circa 0,7 milioni di utenze domestiche;
- una sostanziale invarianza di spesa o leggeri rincari per i clienti residenti con prelievi medi (*benchmark* B e C), conteggiabili in circa 5,5 milioni di utenze;
- incrementi di spesa più significativi per le abitazioni di residenza con prelievi elettrici bassi (*benchmark* A, circa 12,5 milioni di utenze) – da non confondersi con i cittadini a basso reddito - e per le “secondo case”, cioè abitazioni non di

residenza e caratterizzate da prelievi molto bassi (*benchmark F*, circa 5,3 milioni di utenze).

Vale soffermarsi dapprima nell'analisi di queste ultime due situazioni maggiormente caratterizzate da incrementi della spesa annua per poi commentare le riduzioni di spesa annua per gli altri tipi di clienti.

Nel caso dei **clienti residenti con prelievi bassi (*benchmark A*)**, come già evidenziato in precedenza, l'incremento di spesa deriva dalla graduale eliminazione della progressività e dei relativi sussidi incrociati, incoerenti con i costi del servizio. È tuttavia bene osservare come per questo gruppo di clienti gli aumenti delle bollette siano tutt'altro che ineluttabili e possano essere contenuti efficacemente in forza di ulteriori possibili interventi promossi nel contesto di questa riforma, volti a indurre comportamenti virtuosi, secondo il dettato legislativo, quali:

- la riduzione della potenza contrattualmente impegnata, nel caso in cui il basso consumo di energia elettrica discenda dall'utilizzo di pochi apparecchi elettrici; nell'ambito della riforma in parola tale operazione è stata resa non solo economicamente più conveniente ma anche più semplice ed efficace grazie all'introduzione di nuove "taglie" di potenza contrattualmente impegnata;<sup>4</sup>
- l'installazione di apparecchi elettrici, con medesima funzione ma efficienza maggiore, nel caso in cui il basso consumo di energia elettrica dipenda dall'utilizzo di altre fonti o vettori energetici quali gas naturale, gasolio, GPL o altri combustibili fossili per svolgere le funzioni di riscaldamento, cottura, produzione di acqua calda sanitaria e trasporto; in tal caso la sostituzione dei combustibili citati in favore del vettore elettrico, pur aumentando la bolletta elettrica, potrebbe consentire di ridurre quella energetica complessiva del nucleo

---

<sup>4</sup> Dall'1 gennaio 2017 è possibile modulare l'impegno di potenza su qualunque livello tra 0,5 kW e 6 kW con "passo" di 0,5 kW, e su qualunque livello tra 6 e 10 kW con "passo" 1 kW. In precedenza erano disponibili solo le seguenti "taglie": 1,5 kW, 3 kW, 4,5 kW, 6 kW e 10 kW; nel 2016 tutti i clienti finali hanno ricevuto in bolletta un'informazione sul proprio utilizzo annuo della potenza massima utilizzata, ai fini di un loro orientamento consapevole.



familiare, migliorando l'efficienza energetica complessiva, oltre alla sostenibilità ambientale.

Nel caso invece delle **abitazioni non di residenza** (“**seconde case**”, **benchmark F**), l'incremento della spesa annua consegue non dall'eliminazione della struttura progressiva delle tariffe, ma dal criterio adottato per distribuire tra i clienti domestici gli oneri generali di sistema, una voce della bolletta che ormai, da anni, pesa più di quella relativa ai costi di rete.

Tale aspetto, in particolare, era stato portato dall'Autorità all'attenzione del Governo e del Parlamento, già nel mese di giugno 2015, con la Segnalazione 292/2015/I/eel, auspicando un indirizzo applicativo in merito. In tale sede l'Autorità aveva evidenziato la differenza tra i servizi di rete, per i quali il riferimento è ben definito dal criterio dell'aderenza ai costi<sup>5</sup>, e gli oneri generali di sistema, per i quali non è possibile individuare una struttura di corrispettivi aderenti ai costi, in quanto tali oneri non corrispondono a uno specifico servizio ma sono prestazioni patrimoniali imposte di natura parafiscale introdotte per espressa volontà legislativa (per esempio, l'incentivazione delle fonti rinnovabili). Di esse si prevede solo di eliminare la progressività, in aderenza al dettato legislativo. Il mantenimento di una differenziazione degli oneri generali tra clienti domestici residenti e non residenti, già esistente seppure con modalità differenti, consente nella fase attuale di transizione di diminuire l'impatto della riforma tariffaria sui clienti nelle loro abitazioni di residenza, andando a gravare maggiormente, come visto, le abitazioni non di residenza. A regime, la scelta sulle modalità di allocazione degli oneri generali di sistema tra le diverse tipologie di clienti

---

<sup>5</sup> Le componenti di rete, ovvero a copertura dei servizi di rete (trasmissione, distribuzione e misura), della struttura tariffaria risultano aderenti ai costi dei servizi, secondo la seguente struttura trinomica che risulta sostanzialmente indifferenziata tra clienti domestici e non domestici allacciati a reti di bassa tensione:

- i costi di misura sono recuperati attraverso un corrispettivo fisso;
- i costi di distribuzione sono recuperati attraverso un corrispettivo commisurato alla potenza contrattualmente impegnata;
- i costi della Rete di Trasmissione Nazionale sono recuperati attraverso un corrispettivo proporzionale all'energia prelevata.

della fornitura elettrica non è di competenza del Regolatore, in quanto riconducibile a politiche a carattere redistributivo.

A fronte degli aumenti di spesa per le classi di clienti sopra descritte, si registrano - come detto - anche riduzioni per le altre classi. Tali riduzioni sono essenzialmente dovute al riequilibrio che consegue alla progressiva eliminazione del sistema di sussidi incrociati tra i diversi gruppi di clienti domestici. Finora, infatti, le famiglie residenti e con bassi prelievi avevano pagato la propria fornitura di energia elettrica meno del costo effettivo del servizio sottostante, a scapito delle famiglie con maggiori prelievi di energia elettrica nonché dei clienti non residenti.

Rimanendo nell'ambito dei clienti domestici residenti, l'iniquità derivante da tale sistema di sussidi incrociati era di particolare rilievo: una famiglia con consumi doppi di un'altra pagava circa il quadruplo per i costi di rete, pur essendo il livello di potenza impegnata (che è il più preciso *driver* di costo per i costi della rete) identico tra queste due famiglie.

L'allineamento della struttura delle tariffe ai costi del servizio, per tutti i clienti domestici senza distinzioni sulla condizione di residenza, costituisce un elemento importante di efficienza economica, perché permette di attribuire a ciascun cliente la quota di costo di rete effettivamente generata dalle sue caratteristiche di prelievo (esistenza del punto di prelievo, potenza impegnata e energia elettrica prelevata) e, quindi, di eliminare del tutto i sussidi incrociati dalla tariffa di rete. Tale effetto di efficienza economica si somma agli effetti positivi di efficienza energetica e di stimolo alle fonti rinnovabili che vengono di seguito esaminati.

In conclusione, con il completamento della riforma, il volume di energia elettrica prelevata peserà ancora per circa il 75% della spesa per i clienti domestici residenti, visto che la suddetta riforma interessa solo due delle quattro componenti della bolletta elettrica: i servizi di vendita, le accise e gli oneri generali di sistema restano infatti al 100% proporzionali all'energia prelevata (per i clienti residenti).

## *2.2 Effetti di stimolo a fonti rinnovabili ed efficienza energetica*

Coerentemente con il dettato del decreto legislativo n. 102/2014 e della direttiva europea 2012/27/UE, uno dei principali obiettivi della riforma tariffaria per i clienti domestici è, tra i comportamenti virtuosi, la promozione dell'efficienza energetica. A completamento della riforma, infatti:

- la nuova tariffa consentirà di trasmettere segnali maggiormente coerenti (in termini di costo del servizio sottostante) alla maggioranza dei clienti, rendendoli più attenti e consapevoli (in piena sintonia con gli obiettivi europei) e più interessati ad evitare gli sprechi. Finora, per una larghissima parte delle famiglie italiane, infatti, la presenza di sussidi incrociati sul costo dell'energia elettrica non permetteva, di apprezzare a pieno i benefici economici degli interventi di efficienza energetica dalla sostituzione del vettore elettrico rispetto agli altri, anche in ragione della difficoltà mostrata dalla maggioranza dei clienti domestici a comprendere il segnale di prezzo trasmesso dalle previgenti tariffe a scaglioni;
- verranno superate le preesistenti barriere alla diffusione di apparecchiature elettriche di ultima generazione, ad alta efficienza ma caratterizzate da maggiori prelievi di elettricità (che sono interamente sostitutivi di altre fonti meno efficienti, come il gas o i combustibili liquidi, il cui impiego è meno efficiente), quali le pompe di calore per il riscaldamento, le piastre a induzione per la cottura, i veicoli elettrici per la mobilità individuale<sup>6</sup>;
- pur eliminando la struttura progressiva, verrà mantenuto un rilevante incentivo ai comportamenti virtuosi da parte dei cittadini in termini di risparmio energetico, in quanto la componente di spesa proporzionale all'energia prelevata (secondo l'aliquota espressa in c€/kWh) rimane, comunque, elevata in proporzione alla spesa

---

<sup>6</sup> A riprova di ciò, si possono considerare anche i risultati conseguiti dalla sperimentazione tariffaria avviata dall'Autorità nell'anno 2014, alla quale hanno aderito più di 10.000 famiglie italiane che hanno scelto pompe di calore elettriche come unico sistema di riscaldamento della propria abitazione.

finale, rappresentando una quota compresa tra il 70% e l'80% dell'intera spesa, cioè del totale della bolletta;

- contribuisce a favorire il conseguimento degli obiettivi di efficienza energetica, in termini di stimolo, da una parte, alla sostituzione delle esistenti apparecchiature per usi elettrici "obbligati" (refrigerazione, illuminazione ecc.) con nuovi modelli a più elevata classe energetica e migliori prestazioni e, dall'altra, all'equa valutazione di convenienza dell'energia elettrica, in sostituzione – come detto - di usi di altri vettori energetici, promuovendo in tal modo anche applicazioni elettriche da fonti rinnovabili in sito con conseguente autoconsumo, che erano fortemente penalizzate dalla progressività della attuale tariffa domestica.

Di più. Oggi l'energia elettrica prodotta in Italia ha un contenuto di fonti rinnovabili nettamente superiore a quello degli altri vettori energetici ad ampia diffusione (gas naturale, GPL, gasolio, benzina, ecc.) e, quindi, una maggiore affermazione di tecnologie elettriche ad alta efficienza, come quelle favorite da questa riforma, potrà contribuire anche ad aumentare le opportunità di penetrazione nei consumi delle fonti rinnovabili, oltre che ad una riduzione dell'inquinamento nei centri urbani. Di conseguenza le nuove tariffe elettriche renderanno più convenienti per le famiglie soluzioni tecnologiche davvero sostenibili, che comportano un'intelligente integrazione tra fonti rinnovabili ed efficienza energetica. In proposito, si cita la positiva esperienza della sperimentazione tariffaria per i clienti con pompa di calore elettrica, relativamente alla quale la maggioranza dei nuclei familiari che ha aderito (circa il 60%) ha dichiarato di disporre in casa anche di un impianto fotovoltaico.

### *2.3 Effetti sulle fasce sociali deboli*

L'articolo 4, comma 1, del decreto legislativo n. 102/2014 prevede che, *“Su proposta della stessa Autorità, il Ministro dello Sviluppo economico, in relazione alla valutazione ex ante dell'impatto conseguente all'adeguamento (cfr. della struttura tariffaria) e al fine di tutelare i clienti appartenenti a fasce economicamente svantaggiate, definisce*

*eventuali nuovi criteri per la determinazione delle componenti della spesa sostenuta per la fornitura di energia elettrica, di cui al decreto del Ministro dello sviluppo economico 28 dicembre 2007, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 41 del 18 febbraio 2008, recante determinazione dei criteri per la definizione delle compensazioni della spesa sostenuta per la fornitura di energia elettrica per i clienti economicamente svantaggiati e per i clienti in gravi condizioni di salute”.*

Al riguardo, l’Autorità ha inviato una Segnalazione alla Presidenza del Consiglio dei ministri, al Ministro dello Sviluppo economico, nonché al Ministro dell’Economia e delle Finanze e al Ministro del Lavoro e delle Politiche sociali (segnalazione 287/2015/I/com) ed ha adeguato per l’anno 2016 le modalità di aggiornamento annuale delle compensazioni, al fine di controbilanciare fin da subito l’impatto della nuova metodologia tariffaria sui clienti economicamente svantaggiati con bassi consumi. A seguito dell’emanazione del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 29 dicembre 2016, l’Autorità ha quindi immediatamente adeguato le modalità di calcolo delle compensazioni per i clienti elettrici economicamente svantaggiati per il 2017.

Per quanto riguarda i consumi di energia elettrica, l’entità della compensazione riconosciuta ai clienti economicamente disagiati è stata definita, come disposto dal decreto interministeriale 28 dicembre 2007, in funzione del numero dei componenti famigliari e articolata in tre fasce, cui corrispondono tre diversi profili di prelievo:

- profilo E1, corrispondente ad un nucleo composto da 1 - 2 persone (potenza impegnata 3 kW, prelievo 2.200 kWh/anno);
- profilo E2, corrispondente ad un nucleo composto da 3 - 4 persone (potenza impegnata 3 kW, prelievo 2.700 kWh/anno);

- profilo E3, corrispondente ad un nucleo composto da più di 4 persone (potenza impegnata 3 kW, prelievo 4.000 kWh/anno<sup>7</sup>).

Le famiglie con una agevolazione per disagio economico sono particolarmente concentrate nei profili E1 (44,5%) ed E2 (39,7%).

Prima dell'entrata in vigore del menzionato decreto del Ministro dello Sviluppo economico 29 dicembre 2016, il valore del bonus era calcolato per ciascun profilo in modo da assicurare una riduzione della spesa annua, al netto delle imposte, sostenuta da un cliente servito in regime di tutela, pari a circa il 20% ed era aggiornato annualmente in base alla variazione, rispetto all'anno precedente, della spesa per la fornitura di energia elettrica sostenuta dal cliente tipo (con caratteristiche corrispondenti al profilo E2) servito in regime di tutela. I clienti titolari del bonus elettrico per disagio economico risultavano, al 31 dicembre 2015, pari a 644.671, mentre la platea dei potenziali destinatari (ossia i nuclei familiare con certificazione ISEE fino a 7.500 euro e le famiglie numerose con ISEE fino a 20.000 euro) risultava pari a 2 milioni, sulla base dei dati pubblicati dal Ministero del Lavoro e delle Politiche sociali.

L'Autorità, con la Segnalazione 287/2015/I/com, ha rilevato che, in assenza di interventi correttivi, l'introduzione della nuova riforma tariffaria avrebbe potuto comportare, per molti dei clienti cui era stato concesso il bonus per disagio economico, un aumento della spesa complessiva, incluse le imposte, particolarmente significativo per il profilo E1, in cui risultano ricompresi i *benchmark* A e B della tabella 1.

Con l'obiettivo, dunque, di neutralizzare i possibili impatti economici negativi della riforma sulla spesa dei clienti economicamente svantaggiati, l'Autorità ha pertanto proposto l'innalzamento della quota di riduzione della spesa annua di riferimento da

---

<sup>7</sup> Il prelievo annuo per il profilo E3 è stato ricalcolato a 3200 kWh/anno, a seguito di una indagine conoscitiva sui consumi di un campione statisticamente rappresentativo della totalità dei clienti cui è stato riconosciuto il bonus elettrico.

assicurare tramite l'applicazione del bonus dal 20% al 35% e l'applicazione di tale sconto sulla spesa al lordo delle imposte anziché al netto.

Tali proposte sono infine state parzialmente recepite dal decreto del Ministro dello Sviluppo economico 29 dicembre 2016 che, tra le altre misure, ha rideterminato il valore del bonus, fissandolo al 30% della spesa media complessiva dell'utente tipo elettrico al lordo delle imposte, e conseguentemente l'Autorità ne ha data immediata attuazione<sup>8</sup>.

L'Autorità, inoltre, nelle more dell'emanazione del decreto ministeriale di cui all'articolo 4, comma 1, del decreto legislativo n. 102/2014, ha previsto<sup>9</sup> di calcolare le compensazioni di spesa applicabili nell'anno solare 2016 ai clienti con disagio economico, in coerenza con gli obiettivi di tutela dei medesimi fissati dal decreto 28 dicembre 2007, prevedendo, con riferimento alle tre tipologie di nuclei familiari ed ai profili di prelievo ad essi associati (E1, E2,E3), che:

- l'entità della compensazione fosse tale da controbilanciare completamente gli incrementi di spesa annua eventualmente derivanti dalla revisione della disciplina tariffaria per il periodo di regolazione con inizio dal 1 gennaio 2016;
- l'entità della compensazione fosse in ogni caso non inferiore a quella vigente nell'anno 2015.

In conclusione, l'entrata in vigore della riforma tariffaria per i clienti domestici di energia elettrica è stata, dunque, accompagnata da idonee misure atte a controbilanciare gli eventuali effetti di maggiore spese sui clienti economicamente svantaggiati.

Sono in corso approfondimenti con i soggetti istituzionali competenti per individuare le modalità atte a consentire l'effettivo accesso al bonus a tutti i cittadini potenzialmente

---

<sup>8</sup> Deliberazione 12 gennaio 2017, 1/2017/R/eel.

<sup>9</sup> Punto 8 della deliberazione 582/2015 /R/eel di riforma della struttura tariffaria per i clienti domestici di energia elettrica.

destinatari del medesimo, diminuendo al contempo gli oneri burocratici per il riconoscimento del beneficio.

Tali modalità, che potrebbero essere realizzate per il tramite del Sistema Informativo Integrato, consentirebbero di trasformare l'attuale sistema di erogazione del bonus tipo *pull* risalente al 2008, con un forte onere burocratico in capo al cittadino beneficiario, ad un sistema di tipo *push*, dove al cittadino verrebbe chiesto solo un assenso finale per l'adesione alla ricezione del bonus.

A tal fine risulterebbe di ausilio la previsione di una norma di rango primario orientata espressamente alla promozione dello scambio di informazioni tra i soggetti istituzionali interessati.

### **3. *Regolazione dello smart metering 2G***

Con la deliberazione 87/2016/R/eel, in esito ad un ampio processo di consultazione e incontri tecnici e di approfondimento con gli operatori sia del settore energetico sia del mondo delle telecomunicazioni, nonché a seguito della collaborazione tecnica instaurata con l'Autorità per le garanzie nelle comunicazioni (AGCOM), l'Autorità ha definito le specifiche funzionali abilitanti i misuratori intelligenti in bassa tensione e i livelli attesi di *performance* dei sistemi di *smart metering* di seconda generazione (di seguito: sistemi di *smart metering* 2G), rispettando il termine fissato dalla legge per la definizione delle specifiche abilitanti (24 mesi dall'emanazione del decreto). Inoltre, per tenere conto delle differenti situazioni di anzianità di esercizio dei misuratori di prima generazione (la cui vita utile a fini regolatori è pari a 15 anni), l'Autorità ha adottato un approccio flessibile che consente alle imprese distributrici di individuare, nell'interesse del consumatore del sistema, il miglior momento per la sostituzione dei misuratori, evitando così l'insorgere di *stranded costs* del parco 1G. Con lo stesso approccio l'Autorità ha inteso tener conto, nel tempo, delle opportunità fornite dall'innovazione tecnologica, senza per altro assumere scelte specifiche che spettano alle imprese, fermi restando gli obiettivi di *performance* fissati dall'Autorità.



L’Autorità ha così dato attuazione alla previsione del decreto legislativo di rendere i sistemi di misurazione intelligenti “*sempre più aderenti alle esigenze del cliente finale*”, garantendo il progressivo miglioramento delle prestazioni di tali sistemi e definendo funzionalità innovative e sfidanti per i nuovi misuratori.

L’Italia, già a partire dal 2001, è stato il primo Paese europeo (inizialmente per iniziativa spontanea di tre imprese di distribuzione e successivamente in forza di specifici obblighi introdotti per le rimanenti) a dotarsi di misuratori elettronici teleletti e telegestiti per la misura dell’energia elettrica prelevata dalla rete in bassa tensione e, nel caso di clienti con proprio impianto di produzione in bassa tensione, per la misura dell’energia prodotta e immessa in rete<sup>10</sup>.

La telegestione, permessa dalla prima generazione di misuratori (1G), ha già consentito ai clienti finali di energia elettrica in bassa tensione di ottenere alcuni benefici, come la riduzione dei costi operativi di lettura e gestione del misuratore, la riduzione dei periodi di consumo fatturati in acconto, la possibilità di effettuare misure mensili di consumo e per fasce (terorarie F1, F2, F3 e biorarie F1, F23) e di utilizzare tali misure - in caso di cambio del fornitore - ai fini della misura di chiusura contrattuale, nonché l’introduzione di nuovi servizi (tra cui, in particolare, il “servizio minimo vitale”, assicurato per un certo periodo di tempo prima del distacco in caso di morosità).

Sulla base dell’esperienza della prima generazione di misuratori elettronici e degli approfondimenti già accennati, con la deliberazione 87/2016/R/eel, l’Autorità ha quindi definito le funzionalità per i misuratori di seconda generazione e le *performance* dell’intero sistema di *smart metering* 2G. L’approccio adottato dal Regolatore è stato quello di individuare soluzioni tecnologicamente neutrali, definendo livelli di prestazione e di *performance* assai migliorativi rispetto alla 1G, per assecondare esigenze generali o specifiche dei clienti finali, nonché dando la possibilità di sfruttare le opportunità dell’evoluzione tecnologica.

---

<sup>10</sup> I clienti connessi in media e alta tensione avevano già da tempo soluzioni di *smart metering* per le proprie forniture (tipicamente industriali e di servizi).

Per cogliere l'esigenza generale di tempestività e di aderenza ai prezzi orari dell'energia elettrica nell'interesse del cliente finale, è previsto il passaggio da letture mensili con granularità per fasce (attualmente in essere per tutti i clienti domestici e non domestici con potenza fino a 55 kW) a letture giornaliere con granularità per quarto d'ora (e non già per "superate" fasce orarie), e la messa a disposizione ai venditori di tali dati, dopo la validazione da parte del distributore e per il tramite di un sistema terzo, non nella disponibilità del distributore, il Sistema Informativo Integrato, realizzato e gestito dall'Acquirente Unico per conto dell'Autorità, tipicamente entro 24 ore (anziché alla metà del mese successivo a quello di lettura, come invece avviene attualmente). Questo straordinario cambiamento della "catena" di trasmissione dei dati dal misuratore al distributore e al venditore (c.d. *chain 1*) - ovvero la messa a disposizione di dati validati con prossimità temporale molto maggiore rispetto al momento del prelievo o dell'immissione di energia - consentirà ulteriori notevoli benefici analizzati nel documento per la consultazione 468/2016/R/eel, con riferimento ai clienti finali e ai diversi operatori della filiera del settore elettrico (imprese di distribuzione, imprese di vendita, società di servizi energetici).

I requisiti funzionali 2G prevedono, oltre al potenziamento della trasmissione tradizionale sopra descritta, un flusso di dati completamente nuovo tra i sistemi di misurazione e i dispositivi posti presso i clienti finali (c.d. *chain 2*), ancora, per andare incontro ad esigenze specifiche del cliente finale. Tali dati sono disponibili pressoché in tempo reale, in modo che possano essere immediatamente utilizzabili dal cliente stesso, da soggetti designati da esso o dal venditore per informazione o per specifici servizi energetici. Ciò al fine di consentire l'analisi dei propri prelievi (e, ove sia installata autoproduzione, anche dei propri autoconsumi) e il monitoraggio della c.d. propria "*energy footprint*" o lo sviluppo di offerte innovative integrate con altri servizi. Su mandato dell'Autorità, il CEI (Comitato elettrotecnico italiano) sta per sottoporre a inchiesta pubblica il relativo protocollo di comunicazione standard e interoperabile.

In generale, mentre i benefici prodotti dalla trasmissione dei dati dal distributore al venditore (*chain 1*) interessano la totalità dei clienti finali (più di 30 milioni), quelli correlati al flusso di dati tra i sistemi di misurazioni e i dispositivi presso i clienti finali (*chain 2*), soddisfano specifiche esigenze.

I principali benefici dei sistemi di *smart metering 2G* sono, dunque, così sintetizzabili:

- la maggiore frequenza (giornaliera invece che mensile/bimestrale) dei dati di misura, che permetterà, tra l'altro, benefici al cliente correlati alla possibilità di ricevere fatture senza più acconti e conguagli anche a distanza di mesi;
- la maggiore granularità di dati disponibili (per quarto d'ora e non più per fascia per i clienti inferiori a 55 kW), che porterà benefici economici ai clienti finali, correlati alla necessità di minori garanzie da prestare nei contratti di fornitura e alla riduzione degli sbilanciamenti nel mercato all'ingrosso (grazie alla più esatta conoscenza della domanda), nonché benefici concorrenziali, per la possibilità di definire offerte innovative con valorizzazione oraria e con nuovi raggruppamenti orari come leva di offerta commerciale o finalmente anche di tipo prepagato, nonché, in virtù di tutti questi miglioramenti, la compressione degli oneri generati dalla morosità nel mercato;
- la messa a disposizione istantanea dei dati al cliente e terze parti interessate e delegate dal cliente (*chain 2*), tramite dispositivi interoperabili, che permette vantaggi derivanti dalla consapevolezza del cliente e può indurre modifiche nei comportamenti di prelievo e delle abitudini d'uso della risorsa energia elettrica, una maggiore consapevolezza nella scelta delle offerte e l'abilitazione a nuovi attori nel settore, anche come aggregatori, che, fra l'altro, rendano possibile, in prospettiva, la partecipazione attiva dei piccoli clienti al bilanciamento del sistema;
- il notevole passo avanti in termini sia di *cybersecurity* del sistema, grazie ai requisiti di sicurezza previsti, conformi alla Raccomandazione della

Commissione europea 148/2012, e all'utilizzo di algoritmi di criptazione dei messaggi, sia di *privacy*, per mezzo, ad esempio, della possibilità di oscurare sul *display* alcune informazioni sensibili (per esempio, codice POD e nome del venditore).

Nel contempo, affinché le funzionalità del sistema di *smart metering* 2G possano esprimere efficacemente i potenziali benefici, è necessario un progressivo adeguamento (già in fase di elaborazione) della regolazione vigente; è necessario altresì che si vigili affinché si evitino discriminazioni tra i clienti – pur dovendo affrontare le inevitabili complessità collegate al fatto che il dispiego della tecnologia 2G impiegherà un certo numero di anni per completarsi sia per i distributori sia per i venditori – consentendo al contempo il tempestivo dispiegamento dei benefici laddove la tecnologia è stata già diffusa.

Con riferimento ai tempi per la messa in servizio del sistema di *smart metering* 2G, il quadro regolatorio definito con la deliberazione 646/2016/R/eel è ispirato a un approccio flessibile, in linea con le specificità presenti nelle diverse realtà e con l'economicità del servizio. Spetta quindi alle singole imprese distributrici con più di 100.000 clienti presentare all'Autorità un proprio piano di messa in servizio, che dovrà essere sottoposto tramite consultazione pubblica alle osservazioni dei soggetti interessati, e successivamente potrà essere approvato dall'Autorità, anche tenuto conto delle osservazioni pervenute<sup>11</sup>.

Per effetto della deliberazione 646/2016/R/eel, il regime di riconoscimento dei costi di capitale per il servizio di misura per le imprese che avviano la messa in servizio di sistemi di *smart metering* 2G si fonda su analisi delle previsioni di spesa, schemi di incentivo all'efficienza e controllo *ex-post* dell'avanzamento, della spesa e delle

---

<sup>11</sup> Il primo caso di piano di messa in servizio di sistemi di *smart metering* 2G è quello presentato a inizio dicembre 2016 da e-distribuzione, principale distributore elettrico nazionale, alle cui reti sono collegati circa l'85% dei clienti in bassa tensione (domestici e non domestici). Il 2 febbraio 2017 è scaduto il termine per e-distribuzione di valutare quali aspetti modificare del piano già presentato sulla base del processo di consultazione condotto dall'impresa nei confronti dei diversi soggetti interessati. Il 20 gennaio 2017 si è svolto a tale scopo un seminario pubblico con ampia partecipazione di pubblico.

*performance*. In questo contesto, il primo *step* del processo di riconoscimento dei costi prevede che le imprese debbano predisporre un piano di messa in servizio (i cui contenuti minimi sono definiti dalla stessa Autorità), pubblicarlo e sottoporlo all'approvazione dell'Autorità.

La stessa deliberazione ha previsto che il piano di messa in servizio debba essere accompagnato da una relazione destinata all'Autorità, in cui sono definiti i dettagli di disaggregazione delle spese previste - con obblighi di segnalazione di eventuali ricavi straordinari connessi alla valorizzazione dei cespiti 1G dismessi e delle misure adottate per garantire il rispetto degli obblighi di *unbundling* contabile - a garanzia della corretta attribuzione di costi e ricavi e al fine di trattare correttamente eventuali sinergie con altre attività. È previsto, inoltre, che il piano venga affiancato da un programma di dettaglio per la fase di sostituzione massiva dei misuratori, con orizzonte semestrale (e aggiornamento almeno semestrale), in cui siano indicati i territori interessati dall'installazione, con relativo cronoprogramma di messa in servizio.

Il provvedimento disciplina, quindi, il procedimento di analisi per l'approvazione del piano da parte dell'Autorità, che può avvenire secondo un percorso abbreviato (*fast track*), che prevede una decisione rapida (entro 90 giorni) nel caso in cui la spesa di capitale complessiva prevista dall'impresa per l'orizzonte di piano (15 anni) risulti inferiore alla spesa di riferimento definita dall'Autorità, in base all'ipotesi controfattuale di messa in servizio di sistemi 1G. Tale percorso assume implicitamente una verifica di tipo costi/benefici, in quanto ha come effetto l'invarianza tariffaria per il cliente e, quindi, trasferisce maggiori benefici ai clienti a parità di costo sostenuto (fermo restando che il mantenimento in servizio dei misuratori 1G oltre i 15 anni di vita risulta incoerente sia dal punto di vista dei nuovi obblighi di verifica periodica degli strumenti di misura<sup>12</sup>, sia con l'obiettivo di

---

<sup>12</sup> 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. Tale obbligo

minimizzare i costi di sostituzione). In pratica, possono accedere al *fast track* le imprese che prevedono una spesa tale da garantire, su base quindicennale, la sostanziale invarianza (in termini reali) delle tariffe medie relative al servizio di misura dell'energia elettrica in bassa tensione, a fronte di un enorme salto di prestazioni in termini di servizio offerto, come sopra ricordato. In mancanza delle condizioni per il percorso abbreviato, il piano viene esaminato con un percorso ordinario, più lungo e più analitico.

Per quanto concerne i meccanismi di riconoscimento dei costi, in linea con le *best practices* internazionali, l'Autorità fisserà un costo *standard* che viene utilizzato per definire le previsioni di spesa per investimento, anno per anno, su quindici anni. Inoltre, l'Autorità ha introdotto una marcata innovazione nella regolazione, avviando meccanismi incentivanti, attraverso l'introduzione di uno schema a matrice che combina un incentivo all'efficienza, orientato a premiare (o viceversa penalizzare) l'impresa nel caso di spesa effettiva inferiore (o, rispettivamente, superiore) rispetto a quella prevista (*sharing*), e un meccanismo orientato a indurre l'impresa a fornire una previsione veritiera di spesa nella fase di predisposizione del piano. Per effetto del primo meccanismo, l'impresa che spende meno di quanto previsto trattiene una parte dei risparmi (fino a 25%). La restante parte dei risparmi viene invece immediatamente trasferita agli utenti (75% o più).

In generale, il meccanismo regolatorio definito è orientato a favorire modalità efficienti di sostituzione del misuratore, con conseguenti minori costi, e un'adeguata comunicazione al cliente per migliore accessibilità dei misuratori non immediatamente raggiungibili dall'impresa.

---

normativo riguarda, comunque, i misuratori di energia elettrica in bassa tensione commercializzati e messi in servizio dopo l'entrata in vigore del decreto legislativo 2 febbraio 2007, n. 22, attuativo della direttiva 2004/22/CE.

Per ulteriori approfondimenti si allegano le slides relative al tema presentate lo scorso 11 gennaio in uno specifico incontro con le Associazioni dei consumatori domestici e di categoria (imprese rifornite in bassa tensione).