

Osservazioni di Utilitalia

DCO 293/2015/R/eel

“Riforma delle tariffe di rete e delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema per i clienti domestici di energia elettrica”

Osservazioni generali

La Federazione è consapevole che la riforma tariffaria proposta ha una portata storica posto che è il prodromo per un possibile mutamento delle abitudini di consumo delle utenze domestiche, coinvolgerà tutte le famiglie italiane e sarà foriera di importanti effetti innovativi per il sistema elettrico. L'intervento indicato dal DCO fa seguito ad altri che hanno interessato l'utenza in BT – attivazione del misuratore elettronico, apertura del mercato, accesso alle FERNP, emersione della figura del Prosumer – e sembra chiudere un ciclo di forte impatto sulle modalità di consumo dei clienti mass market. Questa consapevolezza – sicuramente propria anche del Regolatore - deve indurre a completare la regolazione con disposizioni tecniche di sostegno del processo di sviluppo dei consumi che potrà essere attivato con una modifica delle tariffe di rete.

Soffermandosi sugli aspetti pratici della implementazione, il principale punto di attenzione per le Associate, fermo restando quanto successivamente rappresentato in risposta ai singoli spunti di consultazione, è rappresentato dalla gradualità di attuazione della riforma presentata nel presente DCO.

Entrambe le soluzioni proposte dal regolatore, opzioni G1 e G2, presuppongono a vario titolo modifiche più o meno rilevanti nei sistemi informativi, già con decorrenza 01/01/2016 soprattutto in relazione al tema “impegno di potenza”. Risulta di fatto estremamente complesso, se non impossibile, per gli Operatori riuscire a garantire la decorrenza delle modifiche da inizio 2016 giacché dalla pubblicazione della delibera sono necessari diversi mesi per l'analisi e l'implementazione delle modifiche a sistema. Si consideri inoltre che i sistemi informativi delle Imprese hanno già calendarizzato importanti attività (bolletta 2.0, codice di rete elettrico, ...) e il sovrapporsi di progetti e continui transitori rischiano di compromettere il *go live* degli stessi nei tempi previsti.

Per questi motivi, **si propone che a partire dal 1 gennaio 2016 l'Autorità cominci ad attuare la riforma, intervenendo esclusivamente sui valori dei corrispettivi della tariffa di rete** (garantendone una progressività, modulando opportunamente i prezzi oppure addirittura una struttura non progressiva, definendo prezzi uguali per tutti gli scaglioni della componente τ_3), **ma senza al momento modificarne la struttura.**

Grazie a questo accorgimento verrebbe comunque assicurata la gradualità di attuazione della riforma tariffaria.

Le Associate ritengono, infatti, preferibile un percorso di gradualità più breve anticipando al 01/01/2017 tutte le riforme strutturali richieste dal Regolatore. Avendo a disposizione un lasso di tempo congruo, le analisi e l'implementazione delle modifiche potrebbero avvenire in un'unica soluzione, senz'altro preferibile rispetto alla gestione di più transitori che costringerebbero le Imprese a continue revisioni dei sistemi, e, non ultimo verrebbero coniugati i tempi di questa riforma tariffaria con le importanti novità sul fronte della standardizzazione dei documenti di fatturazione per la tariffa di trasporto richieste dal nuovo Codice di Rete elettrico. Qualora AEEGSI fosse orientata a un percorso di

gradualità triennale con raggiungimento del regime dal 01/01/2018, si segnala che medesimi effetti potrebbero essere ottenuti mediante le opportune leve sui prezzi.

Parallelamente auspichiamo che AEEGSI continui nella sua opera di promozione presso le sedi competenti di una modifica dei criteri di erogazione del bonus sociale nonché una semplificazione dell'imposizione delle accise sul prelievo di energia elettrica. Ciò al fine condiviso di semplificare ulteriormente le modalità di fatturazione aumentandone semplicità e chiarezza e accrescere il grado di consapevolezza degli utenti e di conseguenza la dinamicità del mercato con un'adeguata tutela ai clienti economicamente svantaggiati.

Spunti di consultazione

S1. Si condividono le considerazioni sviluppate in merito alla nuova struttura della tariffa per i soli servizi di rete? Se no, per quali motivi?

Si segnala che il recupero delle informazioni riguardanti la residenza dei clienti finali richiede tempo e potrebbe ad esempio essere oggetto di apposito momento di allineamento tra venditori e distributori a tantum. E' pertanto evidente che AEEGSI debba prevedere tempi tecnici adeguati per reperire i dati mancanti. Si osserva inoltre al riguardo che tali informazioni sono attualmente nella disponibilità dei venditori ai fini della corretta applicazione delle accise dato che l'Agenzia delle Dogane, nelle dichiarazioni di consumo ai quadri M, K e P, richiede la distinzione tra abitazioni di residenza anagrafica e seconde case.

S2. Si condividono le considerazioni sviluppate in merito alla scelta della struttura per l'insieme delle componenti A e UC a copertura degli oneri generali? Se no, per quali motivi?

Si suggerisce una modifica della struttura binomia per i clienti non residenti sostituendo la componente per punto di prelievo con una componente in c€/kW in modo da non penalizzare i clienti non residenti con bassa potenza impegnata e bassi consumi stagionali anche al fine di evitare fenomeni di stagionalizzazione dei POD (disattivazioni e riattivazioni) frequenti nel caso di case di villeggiatura o seconde case, tipicamente situate in zone con una relativamente bassa percentuale di successo delle operazioni eseguite in telegestione; inoltre, per gli ordini falliti da remoto anche l'esecuzione sul posto potrebbe risultare difficoltosa in caso di misuratore non accessibile, richiedendo di fissare un appuntamento con il cliente, con ulteriore disagio per quest'ultimo. La soluzione alternativa proposta presenterebbe il vantaggio di una più equa ripartizione dei maggiori addebiti tra i clienti riducendone il peso relativo rispetto agli addebiti complessivi, pur conservando la capacità di poter stimare con relativa precisione il gettito tariffario. Inoltre potrebbe configurarsi come una possibilità, per i clienti non residenti con potenza impegnata maggiore o uguale a 3 kW caratterizzati da bassi prelievi, di poter ridurre la spesa attraverso la diminuzione della potenza impegnata a 1,5 kW (od ad un livello intermedio permesso da un eventuale maggiore granularità della potenza impegnata).

S3. Si condividono le considerazioni sviluppate in merito alla struttura ipotizzata per le componenti relative ai servizi di vendita nel mercato di maggior tutela? Se no, per quali motivi?

Si concorda. Con riferimento all'ultimo bullet a pag. 18 del DCO, in cui si stabilisce che la componente DISPbt sia espressa esclusivamente in c€/punto di prelievo/anno, si segnala un'incongruenza con l'Allegato 1, ove, invece, in tutte le opzioni rappresentate la tariffa di vendita è ancora espressa in forma binomia, mantenendo la componente in c€/kWh.

Ulteriori considerazioni saranno espresse in risposta allo spunto S5.

S4. Si condividono le considerazioni sviluppate in merito all'impegno di potenza per i clienti domestici? Se no, per quali motivi?

L'incremento della granularità dei livelli di potenza ai soli clienti domestici introduce un'ulteriore complessità gestionale. Pertanto, si valuti la possibilità che la medesima granularità sia resa disponibile anche ai clienti BT diversi dai domestici, modificando l'art. 3.2 del TIT (Testo integrato per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica), che, appunto, ad oggi non distingue tra domestici e non.

Limitatamente alla messa a disposizione tramite bolletta o portale internet delle informazioni relative alla massima potenza prelevata mensile (media su base quartoraria) si rimanda alle osservazioni federali in risposta al DCO 34/2015/R/eel: assoluta necessità di tempi adeguati per le implementazioni (significativi interventi informatici, realizzazione di interfacce ed eventualmente di un portale per la pubblicazione dei dati) e chiara definizione che il soggetto deputato alla messa a disposizione di tali dati è l'Esercente la vendita.

A livello operativo, è poi necessario comprendere:

- se sono previste specifiche tempistiche massime di invio del dato;
- se occorre inviare una stima se il dato non è rilevato (per mancata telelettura oppure per mancata rilevazione del misuratore);
- le modalità e gli standard di comunicazione DSO-Venditori, che si auspica siano flussi ex delibera 65/2012/R/eel ad hoc, in quanto non sono dati utili ai fini della fatturazione;
- se necessario inserire nella bolletta del cliente gli appositi spazi che espongono l'informazione;
- il tipo di dato da rilevare: è solo il dato della potenza massima prelevata quartoraria senza distinzione tra le fasce oppure occorre rilevare il segnante massimo per ogni fascia, quindi tre segnanti in possibili tre momenti diversi del mese.

Per quanto riguarda il punto 7.2 lettera c) si accoglie con favore la rinuncia AEEGSI alle proposte relative alla messa a disposizione del cliente finale del numero di interventi del limitatore.

S5. Quali concreti elementi di difficoltà si ravvisano per l'attuazione della soluzione che prevede un numero limitato per cliente di modifiche del livello di potenza contrattualmente impegnata con contributi in quota fissa ridotti? Si invitano i distributori e le loro associazioni a fornire una adeguata analisi costi/benefici a supporto delle proprie argomentazioni.

In termini di principio non si comprende e non si condivide la prospettata eliminazione del contributo amministrativo attuata unilateralmente lato distribuzione. Ferma l'opportunità di non prevedere l'annullamento completo del corrispettivo amministrativo a carico del cliente finale, la proposta presenta i seguenti profili di criticità:

- la gestione della potenza contrattualmente impegnata ha ripercussioni tecniche anche rispetto all'esercizio ed agli interventi che i Distributori mettono in campo sulla propria rete; le relative variazioni devono essere gestite e monitorate e per tale motivo inserite e mantenute a sistema;
- nell'ambito del mercato libero è possibile che le offerte non prevedano oneri amministrativi in caso di variazione di potenza; in questo caso, stante l'attuale proposta di AEEGSI, si verrebbe a creare una marcata disparità di trattamento tra utenti del mercato libero – che non pagherebbero corrispettivi – e utenti del mercato di maggior tutela.

In ogni caso, non è chiaro su quali basi AEEGSI possa asserire che non sono stati forniti "adeguati elementi giustificativi delle effettive difficoltà attuative della opzione" n.1. La proposta presuppone una tracciatura per POD e per cliente finale. La tracciatura per cliente finale è già stata implementata nel settore gas ma risponde ad esigenze di sistema completamente diverse di contrasto ai fenomeni di morosità (si pensi all'addebito dei costi di interruzione e ripristino della fornitura). In questo caso, viceversa, in termini di sistema, non sono giustificati gli interventi sui sistemi informativi in relazione ad eventuali possibili benefici non quantificabili a vantaggio dei clienti finali.

Qualora AEEGSI voglia comunque dare corso ad una delle ipotesi presentate, riteniamo che i mancati ricavi ottenuti dai Distributori dovrebbero essere recuperati nella perequazione generale della distribuzione, sulla falsariga dell'addendo Cs a suo tempo introdotto dall'art. 1 della deliberazione 19 dicembre 2008 – ARG/elt 188/08.

Alternativamente, appare più equo (consente la riduzione degli oneri complessivamente in capo ai clienti finali) ed efficace (gli impatti sui sistemi sono minimi) l'opzione di fissare un onere amministrativo lato distribuzione di importo eventualmente inferiore all'attuale (una sorta di "onere simbolicamente scontato" per un anno) che reca i seguenti vantaggi:

- consente di evitare modifiche onerose ai sistemi informativi, costi che, ricordiamo, dovrebbero essere correttamente valutati e rientrare in tariffa e avere ripercussioni sulla collettività dei clienti finali;
- va comunque nella direzione di favorire i clienti finali nella ricerca del livello di potenza ottimale.

S6. Si condivide la proposta di ridurre i contributi di connessione per le variazioni di potenza effettuate senza intervento in campo, con una operazione di telegestione da remoto? Se no, per quali motivi?

Riteniamo che il tema debba essere più propriamente trattato nell'ambito della revisione del TIC/TICA, ma in linea di principio non si ritiene corretta la posizione presentata dall'AEEGSI ai punti 7.5 e 7.6. Infatti, il contributo in quota potenza riportato nel TIC - tabella 1 b) e tabella 3 b) – rappresenta un ricavo forfettario che principalmente è a copertura dei costi associati ad un impegno di rete richiesto dal cliente e ciò è indipendente dalla modalità operativa con cui l'intervento viene svolto (telegestione o invio in campo del personale). D'altronde, in tale ottica, tali contributi sono ormai portati in detrazione del capitale investito e non più degli OPEX. Inoltre, in proposito, si ricorda che la stessa considerazione di cui al punto 7.6 del DCO esplicita che *"l'eventuale riduzione dei contributi (fissi e per connessione) per aumento di potenza in remoto deve comunque essere coerente con le decisioni da prendere nell'ambito del procedimento per il prossimo periodo regolatorio, ..., in modo da garantire comunque nel complesso la copertura dei costi dall'impresa distributrice"*.

In definitiva, si ritiene che il valore dei contributi di connessione per le variazioni di potenza non debba essere legato all'utilizzo o meno del contatore elettronico, o, quanto meno, non in maniera rilevante.

S7. Si invitano i distributori e le loro associazioni a fornire all'Autorità una caratterizzazione completa, anche sotto il profilo della sicurezza elettrica, delle condizioni degli impianti interni esistenti negli stabili in cui non è stata effettuata, in passato, la centralizzazione dei contatori, e ad avanzare proposte per facilitare gli interventi di potenziamento in tali situazioni.

Limitatamente a quanto esposto al punto 7.7, Utilitalia, così come rappresentato in risposta al DCO 255/2015/R/eel, dichiara la propria disponibilità a partecipare ad un tavolo di lavoro ad hoc nell'ambito del quale vengano individuate ulteriori misure di sostegno agli investimenti, ivi comprese forme di incentivazione per il potenziamento delle colonne montanti ove non possa essere perseguita la centralizzazione dei contatori. Tali misure assumono ancor più rilevanza in ragione delle possibili evoluzioni dei compiti che saranno assegnati alle Imprese distributrici funzionali alla diffusione della banda larga.

Da una rilevazione che Utilitalia ha effettuato su un campione di Distributori associati, risulta che negli ambiti urbani la percentuale dei contatori non centralizzati è particolarmente significativa (si oscilla da valori che vanno dal 20 a circa il 60% del totale dei contatori) mentre le colonne montanti hanno una vetustà media che si aggira tra i 35 e 40 anni circa. Da ciò ne consegue che le Imprese distributrici non possono escludere che si presentino delle casistiche in cui si debba negare (almeno temporaneamente) un aumento di potenza, seppur di entità ridotta, a causa della vetustà delle stesse e del rischio di supero della portata consentita.

Inoltre, appare necessario precisare la notevole criticità legata ai lavori di natura edile qualora gli stessi non vengano svolti dal proprietario dell'immobile che, in tal senso, andrebbe incentivato con ulteriori sgravi fiscali rispetto a quelli già in essere. A tal fine, si segnala come l'intervento di potenziamento delle colonne montanti (comprese le attività associate) si debba inquadrare, qualora si renda necessario, come un intervento atto alla promozione dell'utilizzo dell'energia elettrica da parte dell'utente finale, e come tale, possa essere associato ad un intervento di efficienza energetica incentivabile dal legislatore.

In subordine, il Distributore potrebbe sostenere i costi dei lavori edili solo qualora questi venissero riconosciuti allo stesso attraverso il meccanismo regolatorio che si ritenga più opportuno (ad es. attraverso la RAB). La realizzazione dell'intervento di potenziamento delle colonne montanti, infatti, si configura come un intervento necessario per il potenziamento della rete BT.

Infine, si ribadisce e si condivide la considerazione del DCO circa l'esistenza delle difficoltà correlate alla necessaria interazione con gli organi decisionali condominiali (punto 7.7), che possono influire notevolmente sulla fattiva possibilità di intervento sugli stabili. Da tale punto di vista, riteniamo che l'Autorità possa attivare un confronto con le strutture associative che rappresentano la categoria degli Amministratori di condominio (ANACI) per avviare una sensibilizzazione indiretta degli utenti su tale tema o anche per condividere, con il coinvolgimento dei Distributori, linee guida per interventi di adeguamento delle colonne montanti.

Inoltre, riteniamo di poter suggerire ad AEEGSI un coinvolgimento di PROSIEL – la struttura associativa costituita in senso ad ANIE per la promozione della sicurezza elettrica, alla quale la Federazione aderisce – per ogni utile azione di promozione della bonifica delle colonne montanti dei Condomini anche nei confronti degli installatori di impianti elettrici.

S8. Si condividono le considerazioni sviluppate in merito al percorso di gradualità? Se no, per quali motivi?

Fermo restando quanto rappresentato nella parte generale, si segnala la necessità di coordinamento tra modifica della tariffa di rete e il procedimento di standardizzazione della fattura di trasporto per cui il target temporale di implementazione sembrerebbe essere antecedente al 1 gennaio 2017. Si suggerisce tuttavia di approfondire la sussistenza di eventuali vantaggi connessi ad un'armonizzazione tra l'entrata in vigore della nuova struttura di rete – ove non si ritenga che questa possa avvenire in un periodo sensibilmente antecedente – e la standardizzazione della fattura di trasporto onde evitare stranded cost per successivi interventi sui sistemi informativi. Si propone quindi che l'entrata in vigore degli standard e delle modifiche all'impianto della struttura di rete con l'eliminazione della progressività decorrano dal medesimo termine ed in particolare a partire dal 1 gennaio 2017.

Si rimarcano inoltre le impattanti modifiche per l'impegno di potenza: entrambe le opzioni prevedono la disponibilità della massima potenza quartoraria già dal 2016. Si propone che AEEGSI valuti un differimento al 2017 dell'entrata in vigore di tali disposizioni.

S9. Si condivide in particolare il percorso G2 presentato o si ritiene che sarebbe preferibile un percorso di gradualità più breve, seppure caratterizzato da maggiori impatti da un anno all'altro per alcuni benchmark (in particolare i clienti con minori consumi)?

Si rimanda interamente alla proposta declinata nella parte generale, laddove si è espressa la preferenza per un percorso di gradualità più breve, fermo restando che, solo in subordine e limitatamente alla riduzione dei diritti fissi è comunque preferibile l'opzione G2.

S10. Si condivide la proposta di riassorbire progressivamente la differenziazione tra residenti e non residenti in un arco di tempo di 7 anni a partire dal 2018?

Se l'obiettivo è perseguito attraverso una semplice modifica dei corrispettivi senza alterazione della struttura tariffaria non si ravvisano criticità.

S11. Vi sono ulteriori aspetti che non sono stati considerati in questo documento per la consultazione meritevoli di attenzione prima di procedere all'emanazione del provvedimento?

Nessuna osservazione.