

Osservazioni di Federutility

DCO 34/2015/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

Federutility ritiene apprezzabili gli sforzi di coinvolgimento di tutti gli stakeholder nel processo di riforma delle tariffe di rete, delle componenti a copertura degli oneri generali per i clienti domestici nonché la proattività per la contestuale revisione del bonus sociale. I due temi infatti, così come già argomentato a valle dell'incontro del 6 ottobre scorso in un apposito documento di osservazioni federale – a cui rimandiamo interamente per ulteriori dettagli – devono necessariamente essere trattati insieme poiché rappresentano due aspetti complementari soprattutto in relazione agli impatti sui clienti finali rispetto ai quali le nostre Imprese associate territorialmente radicate si dimostrano da sempre particolarmente sensibili.

In generale l'applicazione della riforma dovrebbe essere preceduta da una massiccia campagna informativa a cura di AEEGSI (ovvero delle Associazioni di consumatori, utilizzando le risorse ad esse assegnate e provenienti dal settore energetico) al fine di rendere edotti gli utenti finali delle caratteristiche della riforma stessa e degli impatti in bolletta, anche per minimizzare eventuali richieste di chiarimento che gli utenti potranno effettuare nei confronti dei propri fornitori di energia elettrica.

Limitatamente alle proposte in materia di tariffe di rete ed applicazione degli oneri generali di sistema, salvo quanto rappresentato in risposta ai singoli spunti di consultazione sottostanti, destano attenzione i temi legati alla gradualità di attuazione della riforma e all'impegno di potenza per i clienti domestici. Riguardo il primo aspetto, si condivide l'ipotesi di AEEGSI di declinazione delle proposte in tema di gradualità di attuazione della riforma solo a valle della definizione dell'opzione prescelta e quindi nella successiva consultazione prevista entro il mese di luglio 2015; tuttavia, pur nel rispetto dei dettami del D. lgs. n. 102/2014, deve essere perseguita la minimizzazione degli oneri gestionali e di modifica dei sistemi informativi in capo agli Operatori derivanti anche dalle forme di gradualità prescelte. In ogni caso, anche al fine dell'eliminazione della progressività (fermo restando che secondo la nostra interpretazione delle proposte contenute nel DCO sembrerebbe potersi evincere l'eliminazione della progressività anche per le componenti relative alla commercializzazione del servizio di vendita), una parallela modifica delle componenti fiscali della bolletta appare più che opportuna e pertanto si condividono le azioni messe in campo da AEEGSI – vedi punto 2.8 – in relazione al tema delle accise.

Rispetto invece alle proposte relative all'impegno di potenza dei clienti domestici, se da un lato si conviene con l'assunto che una maggiore flessibilità nella potenza possa consentire agli utenti di adeguare la scelta, e conseguentemente la spesa, rendendola maggiormente aderente alle proprie specifiche esigenze, dall'altro si evidenzia che rendere disponibile al cliente l'informazione della massima potenza prelevata su base quartaria necessita di un congruo lasso di tempo per l'analisi e le implementazioni. Infatti, anche qualora l'informazione sia effettivamente rilevata dai contatori, occorrono comunque interventi significativi sui sistemi informativi, la realizzazione di interfacce ed eventualmente di un portale per poter pubblicare i dati. Peraltro dovrebbe essere chiarito il soggetto deputato alla messa a disposizione di tali dati – si vedano le osservazioni in risposta allo spunto S11.

Non si concorda inoltre sulla necessità di mettere a disposizione del cliente finale l'informazione sul numero di scatti del limitatore sia perché si ritiene che questa sia una informazione della quale il cliente ha certamente già piena consapevolezza e sia in ragione del fatto che la sua implementazione risulta onerosa per le Imprese distributrici.

In ogni caso non concordiamo con quanto esposto al punto 8.12 lettere b) iii. L'azzeramento del riconoscimento degli oneri amministrativi non è giustificabile; non è chiaro come vengano diversamente coperti i costi di gestione delle pratiche comunque sostenuti dagli Operatori, prefigura una gestione per cliente finale e non più per POD come avviene oggi e di difficile gestione in caso di switching – il venditore entrante dovrebbe essere informato dello storico relativo alle richieste di variazione di potenza effettuate dal cliente.

Limitatamente all'opzione P2 (banda di tolleranza dei misuratori) nella risposta allo specifico spunto di consultazione saranno rappresentate alcune criticità tecniche che rendono tecnicamente preferibile non introdurre elementi di potenziale criticità. Federutility, infatti, ritiene auspicabile che, stante l'elevato impatto che le proposte avanzate dall'Autorità possono avere in termini di riprogrammazione dei misuratori (specificatamente per l'opzione P2b), AEEGSI rimandi la tematica all'installazione (e programmazione) dei contatori di seconda generazione, come peraltro già annunciato dalla stessa Autorità nel DCO 5/2015/R/eel (cfr. paragrafo "Misura dell'energia elettrica"), laddove si preannunciava la volontà che il rinnovo del parco dei misuratori esistenti doveva "assicurare la funzionalità dei nuovi servizi ai clienti del servizio e agli operatori del mercato libero, privilegiando i benefici di carattere sistemico". Nelle more, la Federazione propone l'attivazione di tavolo di lavoro tecnico tra Operatori e AEEGSI volto ad esaminare le proposte di entrambi gli attori in merito sia alle curve di sgancio dei contatori (per la rivasitazione degli algoritmi) che ai prelievi di potenza (per l'impatto del carico sulla rete di distribuzione).

Per quanto concerne il bonus sociale, a patto che la struttura generale per l'erogazione del bonus sociale non venga modificata, le opzioni sul tavolo risultano, stante le indicazioni delle Imprese associate, sostanzialmente equivalenti dal punto di vista degli impatti operativi.

Si accoglie infine con favore la prossima standardizzazione dei flussi di comunicazione previsti dal TIBEG tra Distributori e Venditori per quanto concerne le modalità di comunicazione dell'erogazione delle compensazioni.

La riforma oggetto del DCO potrebbe comunque prefigurare, indipendentemente dall'esito del monitoraggio realizzato da AEEGSI, nel medio termine, una maggiore penetrazione del vettore elettrico. In particolare nuovi o maggiori usi dell'energia elettrica potrebbero verificarsi per la climatizzazione (pompe di calore per il riscaldamento e raffrescamento), la cottura cibi (cucine a induzione), la mobilità (veicoli elettrici in genere) in ambiente privato/domestico. Tale maggior penetrazione dovrebbe essere governata al fine di assicurare un utilizzo efficiente del sistema per non ingenerare la necessità di investimenti nella rete per inseguire punte di carico in pochissime ore dell'anno. In tale ottica dovrebbero essere valutati interventi anche regolatori per la promozione delle smart grid o in ottica "demand response" e efficienza energetica (intesa come realizzazione del medesimo servizio con minore energia/impegno di potenza). Ad oggi la maggiore preoccupazione per la gestione della rete BT per il Distributore è legata agli elementi più periferici, quali le prese e le colonne montanti all'interno degli stabili, in particolare nelle realtà delle grandi città dove sono ancora presenti in modo consistente. Tali parti di rete potrebbero risultare sensibilmente sottodimensionate rispetto alle nuove modalità di consumo che si potrebbero generare.

Pertanto si ritiene opportuno, anche nel contesto della riforma delle tariffe elettriche, che vengano attentamente tenute in considerazione le difficoltà oggettive del Distributore all'esecuzione di interventi su impianti che si trovano in aree condominiali private. A tal fine sarebbero auspicabili forme di incentivazione volte a consentire la centralizzazione dei CE. L'esperienza infatti evidenzia che la deliberazione condominiale per effettuare i lavori di centralizzazione o rifacimento delle colonne montanti è sempre particolarmente problematica. Invitiamo pertanto AEEGSI a farsi promotrice di una disciplina recante l'obbligo per i condomini, qualora il Distributore lo ritenga necessario, di effettuare ovunque sia tecnicamente possibile gli interventi di centralizzazione ed in subordine di rifacimento delle colonne montanti ovvero valutare le modalità di un possibile intervento sostitutivo del Distributore. Il rifacimento delle colonne montanti comporta spesso lavori invasivi e costosi sullo stabile, stante l'inadeguatezza degli spazi nelle canalizzazioni vecchie esistenti. La centralizzazione dei CE comporta chiaramente benefici per la qualità del servizio, la sicurezza intrinseca della rete e l'efficacia gestionale della stessa. In caso contrario e dovunque potrebbero esserci elementi tecnici che pongono in dubbio la tenuta delle linee a fronte di un richiesto aumento della potenza, si pone il tema della subordinazione della evasione della richiesta stessa alla realizzazione (o alla possibilità di realizzare) degli interventi considerati necessari per la sicurezza della rete e in ultima analisi degli utenti.

A questo proposito, vogliamo sottolineare come la Federazione, insieme ad ENEL Distribuzione, CEI ed altri Operatori del sistema elettrico, è presente in PROSIEL, l'Associazione istituita in ambito ANIE che promuove, anche attraverso campagne mediatiche mirate, la sicurezza degli usi elettrici, ed abbia sperimentato la limitata sensibilità dell'utenza al tema dell'adeguamento degli impianti elettrici. Una sollecitazione tariffaria che potrebbe indurre nel cliente finale un non ben considerato aumento della potenza impegnata crea la necessità di una seria riflessione sul tema della sicurezza degli impianti interni.

La revisione delle tariffe per gli usi domestici potrebbe essere inoltre l'occasione per una interpretazione autentica da parte di AEEGSI della lettera a), punto i) del comma 2.2 del TIT 2012-2015 nel senso, qualora lo ritenga opportuno, di porre un limite esplicito alla potenza disponibile che una utenza domestica può disporre (ad esempio 33 kW) per rientrare in tale tipologia.

Ulteriori considerazioni di dettaglio saranno esposte in risposta ai singoli spunti di consultazione.

Spunti di consultazione

S1. Si condivide l'identificazione dei principali elementi da considerare e sui quali intervenire? Quali altri elementi si riterrebbe utile evidenziare?

Nessuna osservazione.

S2. Si condividono le considerazioni sviluppate in merito agli scenari futuri di evoluzione dei consumi elettrici domestici? Si dispone di elementi informativi ulteriori che inducano a ritenere necessaria una diversa valutazione degli scenari futuri?

Nei limiti di validità di tali previsioni, si condividono le considerazioni circa gli scenari elettrici futuri.

S3. Si ritiene che i benchmark proposti siano sufficientemente rappresentativi della maggior parte delle realtà domestiche italiane? Se no, quali modifiche o integrazioni si proporrebbero e per quali motivi?

S4. In particolare, si ritiene utile introdurre anche uno o più benchmark relativo/i a clienti domestici dotati di impianto di generazione fotovoltaico?

Non abbiamo ulteriori indicazioni circa i benchmark proposti.

S5. Si ritiene che dovrebbero essere considerati ulteriori criteri di valutazione o ulteriori opzioni? Se sì, quali e per quali motivi?

S6. Si condividono le valutazioni delle diverse opzioni di tariffe a regime proposte? Se no, per quali motivi?

Dall'analisi effettuata dagli Operatori associati, tra le opzioni presentate e tenuto conto del fatto che AEEGSI sembrerebbe orientata al superamento dell'ipotesi base T0, dal punto di vista degli Operatori l'opzione T1 sarebbe preferibile sia perché maggiormente cost reflective – maggiore copertura dei costi mediante la quota fissa e quota potenza (al pari della T2 e T3) – sia perché di più semplice implementazione in quanto non introdurrebbe nei sistemi di fatturazione la differenziazione tra residenti e non residenti.

Si comprendono, tuttavia, le ragioni che spingono l'Autorità a preferire l'opzione T2, o T3, in termini di accettabilità per le famiglie residenti. Peraltro le ipotesi T2 e T3, come rappresentato al paragrafo 6.30, comportano un minor incremento di oneri relativi al bonus sociale sia nel

caso di mantenimento dell'attuale struttura di calcolo del bonus sia in caso di modifica. Tuttavia, in riferimento a quanto riportato nel paragrafo 6.19, si conferma comunque l'indisponibilità segnalata da qualche Impresa di distribuzione associata dei dati relativi alla residenza anagrafica dei propri clienti con potenze impegnate superiori a 3 kW.

S7. Si condividono le considerazioni sul percorso di gradualità da impostare per la transizione alle nuove strutture tariffarie a regime? Se no, per quali motivi?

S8. Si ritiene che sussistano ulteriori leve per la gradualità disponibili all'Autorità? Indicare quali e come possono essere utilizzate.

Con specifico riferimento agli orientamenti presentati al paragrafo 7.7, qualora AEEGSI decidesse di superare completamente la progressività nelle tariffe di rete sin dal primo anno di entrata in vigore della riforma, ossia il 2016, dovrà essere eliminata anche la progressività presente nella componente $DISP_{BT}$ presente tra le condizioni economiche applicate dall'esercente la maggior tutela ai propri clienti ai sensi del TIV, oltre che la progressività degli oneri generali di sistema e delle ulteriori componenti del settore elettrico (contrariamente a quanto prospettato dall'Autorità nella tabella 7.1 del DCO).

S9. Si ritiene che dovrebbero essere considerati ulteriori criteri di valutazione o ulteriori opzioni? Se sì, quali e per quali motivi?

Nessuna osservazione.

S10. Si condividono le valutazioni delle tre opzioni relative alla potenza? Se no, per quali motivi?

Si rimanda alle osservazioni generali.

S11. Gli operatori di misura sono invitati a fornire elementi quantitativi in termini di tempi e costi relativi alle diverse opzioni presentate o a ulteriori opzioni suggerite.

Fermo restando quanto già esposto nella parte generale, in relazione alle proposte presentate in materia di impegno di potenza, anche al fine di poter fornire indicazioni quantitative in termini di tempi e costi di implementazione, si avanzano le seguenti considerazioni/richieste di chiarimento:

- al punto 8.12 lettera b) i. viene richiesto il numero di interventi del limitatore; come riportato in premessa, non si comprende la necessità di tale dato in quanto il cliente dovrebbe avere ben coscienza del numero di volte in cui è intervenuto per ripristinare l'alimentazione ed in ogni caso si chiede conferma che trattasi solamente del numero di casi registrati nel mese. Inoltre, da un punto di vista tecnico non vi è la certezza che l'informazione possa essere ad oggi rilevata dai contatori (qualora non lo fosse infatti i contatori andrebbero riprogrammati massivamente). In ogni caso la resa della riprogrammazione da remoto non può essere mai pari al 100% e dunque dovranno essere gestiti i fallimenti con interventi sul campo e nei casi peggiori prevedere eventualmente anche la sostituzione del misuratore. L'informazione circa il numero dei distacchi andrebbe poi fatta acquisire dai sistemi informativi e dovranno venire realizzate le opportune interfacce e il portale per la comunicazione ai clienti.

Complessivamente tutte le attività presentano un elevato livello di complessità a fronte, a nostro avviso, di benefici per il cliente davvero trascurabili;

- sempre allo stesso punto, la previsione che le informazioni relative al numero degli interventi del limitatore ed alla potenza massima mensile debbano essere rese disponibili ai clienti via internet deve essere maggiormente specificata: ovvero occorre indicare quale operatore (distributore o venditore) deve dotarsi di tale strumento evoluto per dialogare con i clienti finali (atteso che attualmente il contatto commerciale con il cliente domestico in BT è in capo al venditore). Vogliamo segnalare, a tale proposito, che il tema non appare secondario e di facile soluzione, considerato che ad oggi ancora non abbiamo avuto espresse indicazioni dall'Autorità in merito ad analoga previsione relativamente al settore della misura gas, seppure il tema sia stato sottoposto agli Uffici della Direzione.

Inoltre, nel caso in cui le predette informazioni dovessero essere fornite dal venditore al cliente in bolletta, occorre sia definire le modalità e gli standard di comunicazione tra distributori e venditori (senza utilizzare i flussi della delibera 65/2012/R/eel, atteso che tali dati non sono utili alla fatturazione) che prevedere i dovuti spazi in bolletta atti a recepire tali comunicazioni (ciò è fondamentale perché i venditori stanno già lavorando per implementare la bolletta 2.0 che, ai sensi della delibera 501/2014/R/com, sarà in vigore dal prossimo 1° settembre e non prevede l'indicazione delle informazioni ipotizzate dall'opzione P1 del presente DCO);

- quanto prospettato al punto 8.12 lettera b) iii., come già rimarcato nella parte generale, non è condivisibile: all'onerosità gestionale ed all'assenza di una chiara copertura dei costi amministrativi sostenuti dagli Operatori, infatti, si aggiunge una maggiore sollecitazione della rete dovuta al maggior numero di variazioni della potenza che i clienti effettueranno in virtù della gratuità dell'intervento (soprattutto per l'abbinamento con la gratuità per il rientro nel livello di potenza originario). Si ritiene utile che tale misura venga ridiscussa nell'ambito del procedimento di revisione del TIC, ovvero ricompresa nel futuro Testo Unico Connessioni allo studio da parte di AEEGSI, soprattutto in merito all'ipotesi di restituzione al cliente di quota parte del contributo di allaccio pagato in occasione del cambio potenza, su cui Federutility esprime la sua piena contrarietà: tale contributo, infatti, rappresenta la remunerazione per gli investimenti realizzati dal Distributore sulla rete per eseguire la prestazione richiesta dal cliente e tale prestazione, una volta eseguita (nella fattispecie: aumento di potenza), è, appunto, un investimento che non si può tecnicamente dismettere;
- sempre allo stesso punto, e per le stesse motivazioni di onerosità gestionale e di assenza di copertura dei costi amministrativi sostenuti dagli Operatori, non si condivide l'azzeramento dei diritti fissi per gli esercenti la maggior tutela previsti dal TIV;
- in generale, alla luce della complessità di attuazione delle ipotesi P2a e P2b, si invita AEEGSI ad eseguire attente analisi costi/benefici che rapportino gli sforzi profusi dal sistema agli effettivi benefici per i clienti finali;
- posto in ogni caso che la raggiungibilità dei misuratori non potrà essere al 100% e pertanto al fine della riprogrammazione saranno necessari interventi in loco, i tempi tecnici necessari alle modifiche software sono stimabili, in caso di scelta dell'opzione P2a, in circa 6 mesi, oltre ai tempi, al momento non quantificabili, di implementazione su tutto il parco contatori.

In merito all'opzione P2a, e come già anticipato nelle osservazioni generali, si deve anche osservare che l'aumento della potenza disponibile al 20% in modo continuativo avrà impatti rilevanti sulla rete di distribuzione elettrica per il maggior carico cui la stessa sarà sottoposta: tale circostanza, nell'ottica di preservare la continuità del servizio elettrico, imporrà necessariamente ai Distributori maggiori investimenti;

- la variante P2b prevede una logica di intervento "a tempo inverso" che differisce sostanzialmente dalla modalità di intervento del limitatore ad oggi in uso e richiede maggiori costi e tempi di attuazione (soprattutto per la riprogrammazione) che, come già riportato nelle osservazioni generali, necessitano di ulteriori approfondimenti con la stessa Autorità e che, quindi, al momento non sono noti;

S12. Si ritiene che vi siano elementi che non sono stati adeguatamente valutati, o che sia possibile formulare ulteriori ipotesi di intervento in relazione all'impatto della riforma tariffaria per i clienti in disagio economico?

Nessuna osservazione.

S13. Si ritiene che, ai fini del calcolo del bonus, siano presenti le condizioni per introdurre un'ulteriore categoria di numerosità che si riferisca al benchmark A (famiglia monocomponente a cui associare un consumo di 1.500 kWh/anno)?

Nessuna osservazione.

Si segnala infine un refuso nella scheda tecnica pubblicata nel sito AEEGSI nella tabella 2 rispetto all'opzione T2; tale informativa errata potrebbe essere fuorviante in caso di una lettura superficiale delle proposte.