

**RISPOSTA DI ENEL SPA AL
DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE**

18 giugno 2015

**RIFORMA DELLE TARIFFE DI RETE E DELLE COMPONENTI TARIFFARIE A COPERTURA
DEGLI ONERI GENERALI DI SISTEMA PER I CLIENTI DOMESTICI DI ENERGIA ELETTRICA**

ORIENTAMENTI FINALI

OSSERVAZIONI GENERALI

L'intervento dell'Autorità di revisione della struttura delle tariffe dei clienti domestici introduce, certamente, una importante innovazione nel sistema elettrico italiano. Il **superamento della struttura progressiva della tariffa** elettrica avrà infatti importanti riflessi sia in termini di efficienza energetica, in un contesto di obiettivi europei sempre più sfidanti, che di semplificazione della bolletta e, di conseguenza, di capacitazione del cliente finale.

Con particolare riferimento all'efficienza energetica, la riforma prospettata nel documento per la consultazione consentirà di superare la storica penalizzazione – conseguenza di una struttura tariffaria nata in diverso contesto storico ed economico – delle tecnologie basate sul vettore elettrico (quali, ad esempio, la pompa di calore e la mobilità elettrica); tecnologie in grado di produrre significativi benefici oltre che in termini di risparmi di energia primaria anche di abbattimento delle emissioni inquinanti.

Condividiamo l'introduzione di una **tariffa di distribuzione** espressa esclusivamente in quota potenza in quanto, come già specificato nella risposta al documento per la consultazione 34/2015, questa riflette in maniera più adeguata i costi sostenuti dall'impresa distributrice per la realizzazione, gestione e manutenzione della rete.

Per quanto riguarda invece gli **oneri generali di sistema**, evidenziamo che la nuova soluzione proposta nel documento al fine di contenere l'incremento della spesa per i clienti domestici residenti (previsione di un corrispettivo di 150 €/anno applicato esclusivamente a clienti non residenti) rischia di introdurre forti criticità e, pertanto, andrebbe rivista.

I clienti potrebbero infatti decidere di cessare le forniture relative ad abitazioni di fatto inutilizzate ma mantenute comunque attive essendo ad oggi il costo delle quote fisse contenuto.

Inoltre, le forniture relative ad abitazioni utilizzate solo in alcuni mesi dell'anno potrebbero essere cessate e successivamente riattivate limitatamente ai periodi di effettivo utilizzo. Infatti sulla base

della nuova struttura tariffaria descritta nel documento per la consultazione, per il cliente titolare di una fornitura domestica senza residenza anagrafica con 3 kW di potenza impegnata sarebbe conveniente, da un punto di vista economico, mantenere tale fornitura attiva solo per alcuni mesi all'anno. Considerati, infatti, i costi per la disattivazione della fornitura (contributo in quota fissa spettante al venditore) e quelli per l'attivazione della stessa (contributo in quota fissa spettante al distributore, contributo in quota fissa spettante al venditore e bollo per la stipula del nuovo contratto), nell'ipotesi in cui il cliente decida di mantenere attivo il punto di prelievo per 3 mesi si avrebbe, nella soluzione a regime dal 2018, un risparmio annuo sulle quote fisse di circa 100 euro. Tale risparmio aumenterebbe fino a 150 euro circa nel caso in cui il venditore non addebitasse al cliente il contributo in quota fissa sia in fase di disattivazione che di attivazione della fornitura.

La cessazione delle forniture avrebbe come conseguenza una riduzione del gettito degli oneri generali di sistema e, di conseguenza, la necessità di un successivo incremento delle tariffe per tutti i clienti al fine di compensare tale effetto; ciò renderebbe quindi transitorio l'obiettivo dell'Autorità di limitare gli impatti della riforma sui clienti residenti basso-consumanti.

Si assisterebbe inoltre ad una riduzione dei ricavi riconosciuti sia del distributore che delle società di vendita; riduzione anche significativa considerato il numero non trascurabile di utenze relative a seconde case che ad oggi risultano attive. Pertanto qualora la proposta in questione fosse confermata sarebbe necessario prevedere meccanismi di garanzia dei ricavi del distributore e delle società di vendita al fine di sterilizzare il suddetto effetto. In particolare, si potrebbe prevedere, almeno in una prima fase transitoria e fino a che non si è stabilizzato l'effetto delle nuove tariffe, una logica di riconoscimento dei ricavi indipendente dal numero dei punti di prelievo relativi a clienti non residenti. Gli operatori dovrebbero essere quindi perequati rispetto ad un ricavo di riferimento espresso in milioni di euro anziché in euro per cliente.

Naturalmente i suddetti rischi verrebbero meno qualora la quota fissa di 150 euro a carico dei clienti non residenti fosse eliminata o comunque si decidesse di ridurla sensibilmente.

Per quanto riguarda gli oneri di sistema, infine, condividiamo quanto espresso dall'Autorità nell'ultima Segnalazione al Parlamento e al Governo circa la necessità di un definitivo superamento dell'attuale distinzione tra clienti domestici residenti e non residenti.

Con riferimento al **percorso di gradualità** della riforma proposto nel documento, esprimiamo la nostra preferenza per l'**opzione G2** che introduce nell'anno 2016 una discontinuità contenuta rispetto alle attuali tariffe. Come peraltro indicato nel documento stesso, la previsione di un periodo transitorio in cui siano minimizzate le variazioni di struttura tariffaria presenta alcuni vantaggi, sia dal punto di vista del cliente finale che da quello degli operatori.

Per quanto riguarda il cliente finale infatti sarebbero diluite su un periodo più esteso le variazioni della bolletta elettrica. Al tempo stesso gli operatori avrebbero a disposizione un tempo adeguato per modificare i propri sistemi informativi e mettere in atto tutte le implementazioni necessarie.

A tale proposito facciamo presente che la creazione di una nuova classificazione dei clienti tra residenti e non residenti (in luogo dell'attuale distinzione D2/D3) sarebbe attuabile a partire da gennaio 2017, in linea con quanto previsto dall'opzione G2, essendo necessari importanti sviluppi dei sistemi informativi del distributore e del venditore per consentire l'allineamento degli archivi e il costante aggiornamento dell'informazione circa lo stato di residenza del cliente.

In merito alle offerte commerciali *all inclusive*, la maggiore gradualità prevista dall'opzione G2 consentirebbe la loro gestione senza la necessità di modificarne la struttura definita contrattualmente.

Chiaramente la tempistica del 1° gennaio 2017, prevista nell'opzione G2, potrebbe essere rispettata solo se nella delibera di fine anno saranno indicati con certezza i criteri per la definizione della struttura tariffaria dal 2017.

Cogliamo infine l'occasione per ribadire che nell'ambito del nuovo sistema - al fine di incentivare la diffusione della mobilità elettrica - andrebbe valutata nei casi di ricarica privata effettuata tramite un punto di prelievo distinto dall'abitazione (ad esempio all'interno di un box con un punto di fornitura dedicato in quanto separato dall'abitazione) l'applicazione di tariffe più favorevoli rispetto a quelle attuali (e cioè a quelle previste per gli UDABT).

Con riferimento alle proposte relative all'esonero dal pagamento dei **contributi in quota fissa a copertura degli oneri spettanti all'impresa distributrice**, ribadiamo che la seconda opzione che prevede la definizione di un periodo entro il quale i clienti possano richiedere aumenti o diminuzioni di potenza senza limitazioni numeriche, è l'unica percorribile come meglio specificato di seguito.

Tuttavia, è importante che l'esonero sia limitato ad una quota parte del contributo in quota fissa di competenza del distributore (ad esempio, 50%) al fine di dare un corretto segnale di prezzo al cliente ed evitare un incremento incontrollato delle operazioni richieste con un conseguente aumento dei costi per il sistema e il rischio di disservizi per i clienti. Ciò in quanto alcune società di vendita del mercato libero non applicano ai propri clienti il contributo in quota fissa di loro competenza e, quindi, per tali clienti si avrebbe un annullamento completo del pagamento dei corrispettivi fissi.

Riteniamo, inoltre, che un anno rappresenti un periodo di tempo sufficiente per consentire al cliente la selezione del livello ottimale di potenza.

L'esonero dal pagamento del contributo in quota fissa dovrebbe comunque riguardare le sole richieste di variazione di potenza, mentre il livello dei contributi in quota fissa sarebbe inalterato per tutte le altre operazioni commerciali.

La prima opzione descritta nel documento di consultazione, che propone invece che il cliente sia esonerato dal pagamento del contributo in quota fissa limitatamente alle prime due variazioni di potenza richieste entro un determinato periodo, presenta diverse criticità. Allo stato attuale infatti sia le nostre società di vendita che Enel Distribuzione non dispongono di un sistema automatico di conteggio e di tracciatura del numero delle operazioni di variazione di potenza richieste dai clienti.

Lo sviluppo del suddetto sistema - come meglio specificato di seguito - risulta particolarmente oneroso, sia da un punto di vista tecnico che da un punto di vista economico.

Sarebbero infatti necessarie importanti modifiche sia ai sistemi di *front office* che a quelli di fatturazione delle società e occorrerebbe, inoltre, implementare un flusso informativo ad hoc o comunque intervenire sui flussi standard esistenti al fine di consentire, in caso di switching del cliente nel periodo di riferimento, il trasferimento dal distributore al venditore entrante dell'informazione sul numero di variazioni di potenza già richieste dallo stesso cliente al venditore uscente. Tale flusso informativo è fondamentale per consentire al venditore l'emissione nei confronti del cliente del preventivo "rapido" previsto all'articolo 83 del TIQE nel caso di operazioni di diminuzione e aumento di potenza entro i 6,6 kW. Oltre alle implementazioni per la predisposizione del suddetto flusso, sarebbero anche necessarie, lato venditore, ulteriori modifiche ai propri sistemi informativi al fine di poter recepire le informazioni trasmesse dal distributore ed incrociarle con quelle già presenti nel proprio sistema di tracciatura prima dell'emissione del preventivo.

Nel caso in cui invece la suddetta informazione sul numero delle variazioni di potenza richieste dal cliente nel periodo di riferimento non fosse fornita in fase di switching, sarebbe necessario un confronto preliminare con il distributore prima della predisposizione del preventivo (andrebbe quindi prevista in ogni caso una modalità di comunicazione distributore/venditore) con la conseguenza che verrebbero meno i vantaggi per il cliente in termini di velocità del servizio introdotti dalla regolazione con il preventivo rapido.

Oltre a quanto sopra riportato, sono anche necessarie modifiche ai sistemi per consentire la fatturazione del corrispettivo in quota fissa nell'ipotesi in cui sia superato il numero massimo di richieste consentite. Dovrebbe essere altresì implementato un sistema di aggiornamento del numero di operazioni richieste dal cliente in caso di annullamento da parte di quest'ultimo di una richiesta di variazione di potenza nel periodo di riferimento.

Alla luce di quanto sopra è evidente che lo sviluppo del sistema di tracciatura delle operazioni richieste dal cliente è particolarmente oneroso in quanto è necessario intervenire su più sistemi informativi della stessa società al fine di consentire lo svolgimento delle diverse attività in maniera integrata.

A ciò si aggiunga anche la necessità di prevedere fasi successive di collaudo tra i sistemi del distributore e quelli del venditore per testarne l'effettiva funzionalità; tali collaudi devono essere effettuati in maniera distinta a seconda dello strumento di comunicazione utilizzato per lo scambio di informazioni sul portale del distributore.

I tempi per lo svolgimento delle suddette attività sono stimate in non meno di 9 mesi con costi complessivi per Enel di circa un milione di euro.

Considerato il numero elevato di imprese di distribuzione (oltre 130) e di venditori (oltre 500) che operano attualmente nel mercato elettrico, l'implementazione dell'opzione 1 comporterebbe un dispendio di risorse notevole che sarebbero a carico degli utenti del sistema elettrico. Tali costi sarebbero peraltro ingiustificati se si considera che il sistema in questione sarebbe utilizzato solo per un periodo di tempo limitato.

La seconda opzione illustrata nel documento per la consultazione, al contrario, potrebbe essere gestita apportando delle modifiche minime agli attuali sistemi.

Al fine di compensare le imprese distributrici del mancato incasso dei contributi in quota fissa, andrebbe previsto un meccanismo di perequazione nell'ambito del quale il distributore sarebbe compensato del minore ricavo calcolato moltiplicando il numero delle variazioni di potenza effettuate nel periodo di riferimento per il valore del contributo. Tale meccanismo, basandosi sulle variazioni di potenza effettivamente realizzate, sarebbe più puntuale e quindi preferibile rispetto ad una stima ex-ante del mancato ricavo sulla base dei consuntivi del 2014. Peraltro l'utilizzo del dato 2014 potrebbe risultare non rappresentativo del numero di operazioni effettuate considerato l'effetto incentivante indotto dall'esonero del pagamento del contributo in quota fissa. A ciò si aggiunga anche che si tratterebbe di un dato gestionale e non contabile sul quale non sarebbe corretto basare decisioni tariffarie.

Con riferimento all'orientamento espresso dall'Autorità in relazione ai **contributi di connessione** facciamo presente che, attualmente, i contributi relativi alle connessioni in MT e BT non coprono completamente i costi sostenuti da Enel Distribuzione.

Ciò premesso, riteniamo fondamentale che siano evitati interventi circoscritti alla categoria degli utenti domestici e che sia avviata una revisione organica e complessiva della disciplina dei contributi di allacciamento, che riguardi anche le connessioni in MT, in linea con quanto già annunciato dalla stessa Autorità per il 2016.

Peraltro occorre anche considerare che la circostanza di ridurre il contributo di allacciamento nei casi in cui non si renda necessario un intervento *in loco* da parte del distributore è contraria alla *ratio* secondo cui tutti i clienti che richiedono un allacciamento alla rete devono partecipare al costo sostenuto per la realizzazione della stessa. Se così non fosse, i clienti sarebbero penalizzati o

favoriti in funzione del momento in cui hanno richiesto l'aumento di potenza: quelli la cui richiesta ha determinato una saturazione della rete dovrebbero pagare un contributo più alto a vantaggio dei clienti che arrivano successivamente o che sono arrivati prima.

Occorrerebbe infine specificare, con riferimento all'introduzione di ulteriori livelli intermedi di potenza impegnata, se è confermato l'art. 3.2 del TIT (al di sopra dei 15 kW il distributore rende disponibili livelli di potenza contrattualmente impegnata pari a 20; 25 e 30 kW e entro il limite di 30 kW, può rendere disponibili ulteriori livelli di potenza contrattualmente impegnata). Andrebbe inoltre chiarito se anche nei casi di contratti con potenza misurata (superiore a 16,5 kW) si applicherebbe - con riferimento alla potenza disponibile - quanto indicato all'articolo 3.2 del TIT.

In merito alla proposta del documento per la consultazione di rendere disponibili al cliente, a partire dal 1 gennaio 2016, le informazioni relative alla **potenza massima prelevata mensile su base quarto-oraria**, facciamo presente quanto segue.

La messa a disposizione del suddetto dato al cliente per il tramite del venditore richiede una modifica della delibera 65/2012/R/EEL, con la quale sono stati definiti i flussi informativi scambiati tra gli operatori, che prevede che il dato relativo alla potenza massima quarto-oraria prelevata nel mese sia trasmesso obbligatoriamente dal distributore al venditore su base mensile solo per i clienti non orari con potenza contrattualmente impegnata maggiore di 30 kW.

Al fine di consentire quanto prima la messa a disposizione del dato al cliente, la modifica dei flussi informativi dovrebbe essere contestuale alla pubblicazione del provvedimento finale (prevista ad ottobre 2015) e dovrebbe, comunque, garantire tempi adeguati per l'implementazione dei sistemi del distributore (acquisizione del dato dal contatore e messa a disposizione dello stesso alle società di vendita) e del venditore (acquisizione del dato ed esposizione dello stesso tramite le modalità previste).

Nello specifico, le modalità di messa a disposizione del dato di potenza da parte del venditore (portale internet o bolletta) potrebbero essere implementate secondo le tempistiche di seguito riportate.

Per quanto attiene al portale internet sarebbero necessari circa 6 mesi dalla pubblicazione del provvedimento finale, considerati gli sviluppi necessari per l'acquisizione del dato dal distributore e la predisposizione della piattaforma informatica. Parallelamente il distributore procederebbe all'adeguamento dei propri sistemi per la trasmissione del dato alle società di vendita.

La messa a disposizione del dato al cliente tramite la sua bolletta, invece, richiederebbe implementazioni più onerose e non sarebbe possibile prima di giugno 2016. Sarebbe infatti necessario apportare alcune modifiche all'attuale configurazione dei sistemi di fatturazione al fine di

consentire l'acquisizione e la gestione del dato in questione per tutti i clienti domestici e non solo, come avviene oggi, per quelli fatturati sulla base della massima potenza prelevata mensile.

Sarebbe anche necessaria una ulteriore modifica del layout – già impostato negli attuali sistemi secondo quanto definito dall'Autorità per la bolletta 2.0 – al fine di creare un campo specifico per dare evidenza dell'informazione. A tale proposito occorrerebbe chiarire nella delibera finale quali dati debbano essere forniti al cliente e cioè se devono essere indicati solo i valori relativi al periodo di fatturazione o debbano essere evidenziati in ogni fattura i dati relativi agli ultimi 12 mesi (in analogia ai dati forniti al cliente tramite portale).

Andrebbe inoltre specificato se il dato in questione debba essere messo a disposizione nell'ambito degli elementi di dettaglio della bolletta 2.0 (e quindi solo su richiesta del cliente nel caso del servizio di maggior tutela o secondo le modalità previste dal contratto nel caso del mercato libero) oppure se debba essere inserito nella bolletta sintetica, soluzione quest'ultima certamente più favorevole per il cliente finale.

Per quanto riguarda infine il tema della **tariffa sociale**, condividiamo in particolare la proposta dell'Autorità al Governo, contenuta nella Segnalazione 287/2015/l/com di eliminare il requisito della residenza anagrafica ai fini dell'ottenimento del bonus sociale. Come già specificato nella risposta al DCO 34/2015, ciò consentirebbe di semplificare notevolmente il processo di riconoscimento del bonus ai clienti disagiati.

Sempre in un'ottica di semplificazione delle modalità di gestione del bonus sociale, ribadiamo la necessità di prevedere il pagamento della componente As da parte di tutti gli utenti del settore elettrico, compresi i clienti con bonus sociale per i quali l'effetto economico potrebbe essere compensato da un ulteriore incremento del livello del bonus.

SPUNTI PER LA 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 veda quanto già espresso nelle Osservazioni generali.

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 veda quanto già espresso nelle Osservazioni generali.

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 condivide quanto proposto nel documento per la consultazione.

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

Si veda quanto già espresso nelle Osservazioni generali.

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.

Si veda quanto già espresso nelle Osservazioni generali.

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?

Si veda quanto già espresso nelle Osservazioni generali.

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.

Considerata la complessità tecnica della materia, ci riserviamo di fare ulteriori approfondimenti e di far pervenire quanto prima all'Autorità le nostre osservazioni specifiche.

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

Si veda quanto già espresso nelle Osservazioni generali.

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 veda quanto già espresso nelle Osservazioni generali.

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?

Si veda quanto già espresso nelle Osservazioni generali.

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?

Si veda quanto già espresso nelle Osservazioni generali.