



ACEA S.p.A.

Funzione Regulatory

Spett.le

**Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente**

Direzione Infrastrutture Energia e Unbundling

Corso di Porta Vittoria, 22

20122 Milano

e-mail: [infrastrutture@arera.it](mailto:infrastrutture@arera.it)

**Prot. n. 0009199/19 del 6 dicembre 2019**

**Osservazioni al documento di consultazione 481/2019/R/eel**

**CRITERI PER L'AGGIORNAMENTO INFRA-PERODO DELLA REGOLAZIONE  
TARIFFARIA RELATIVA AI SERVIZI DI TRASMISSIONE, DISTRIBUZIONE E  
MISURA DELL'ENERGIA ELETTRICA**

**Orientamenti finali**

\*\*\*

**OSSERVAZIONI GENERALI**

Nell'esprimere un generale apprezzamento per la consultazione avviata dall'Autorità in materia di criteri di regolazione tariffaria, con particolare riferimento alla volontà di operare, nell'ambito dell'aggiornamento infra-periodo della regolazione tariffaria, in sostanziale continuità con i criteri adottati nel semiperiodo di regolazione 2016-2019, Acea, in rappresentanza di areti SpA, impresa distributrice del Gruppo, riporta di seguito le proprie osservazioni.

Va premesso che le osservazioni che Acea propone, ai singoli spunti di consultazione, sono commisurate alla disponibilità delle informazioni da questa conosciute ovvero alle informazioni condivise dall'Autorità nel documento di consultazione.

L'assenza di informazioni quantitative ed economiche associate alle informazioni generali fornite, infatti, permette di effettuare solo osservazioni circoscritte alle ipotesi concettuali come consultate.

Relativamente ai costi operativi riconosciuti per il servizio di misura, l'attuale meccanismo ha solo marginalmente riconosciuto i costi effettivamente sostenuti da areti nel NPR1, determinando annualmente una inadeguata remunerazione tariffaria. Pertanto, come maggiormente dettagliato nello spunto di consultazione S9, una proroga della logica di remunerazione dell'attività in base a logiche di media del settore anche per il NPR2, periodo peraltro in cui areti installerà i misuratori 2G come previsto dal piano presentato lo scorso settembre, otterrebbe ragionevolmente gli stessi effetti. Si ritiene quindi che a partire dal 2020, anno di avvio dei piani di messa in servizio dei misuratori 2G, debbano essere tenuti in adeguata considerazione i costi stimati da areti così come esposti nei piani presentati.

Con riferimento al tema della ricarica dei veicoli elettrici, apprezziamo il confermato rimando alla necessità di progetti pilota di flessibilità locale e Smart Charging, dei quali come DSO vediamo l'assoluto ed urgente bisogno per arrivare ad una soluzione che non sia solo tariffaria. Si nota, infatti, che nel documento di consultazione si fa riferimento alla possibilità di controllare e regolare l'infrastruttura di ricarica da parte del cliente finale, eventualmente dell'aggregatore e, solo in condizioni di emergenza, da parte del DSO. Tuttavia, quest'ultimo riveste un ruolo determinante sia nel processo di gestione della rete, non esclusivamente in condizioni di emergenza, che nel processo di misura/gestione del misuratore. Tali aspetti potranno pertanto essere approfonditi nell'ambito delle sperimentazioni.

Di seguito si riportano le osservazioni in merito ai singoli spunti di consultazione.

### **Fissazione dei livelli iniziali dei costi riconosciuti a copertura dei costi operativi**

#### **SI. Osservazioni in merito alla fissazione dei livelli iniziali dei costi riconosciuti a copertura dei costi operativi.**

RI. Relativamente alle modalità di determinazione del costo operativo effettivo (COE), si condivide l'ipotesi di far riferimento ai costi sostenuti nell'anno 2018. Si concorda inoltre nel procedere alla equa ripartizione dei maggiori recuperi di produttività conseguiti dalle imprese nel corso del NPR1 con i clienti finali.

Tuttavia, per quanto riguarda le specificità per il servizio di misura, come già esposto in esito alla precedente consultazione, si sottolinea la necessità di individuare un criterio di determinazione dei costi riconosciuti a ciascuna impresa distributrice che tenga conto del trend dei costi storici operativi

dei distributori nella determinazione della tariffa, anche al fine di limitare gli impatti derivanti dall'eventuale applicazione di diverse logiche di accounting regolatorie dei diversi operatori.

Con riferimento al cambio di responsabilità delle attività di misura in alta tensione introdotte con il TIME dall'anno 2017, si conferma che per areti l'impatto di maggiore rilevanza è riconducibile alla realizzazione e gestione dell'interfaccia per lo scambio di informazioni tra i sistemi Terna e i sistemi areti.

### **Aggiornamento annuale dei costi operativi riconosciuti**

#### **S2. Osservazioni in merito ai criteri di aggiornamento annuale dei costi operativi riconosciuti.**

Come meglio specificato al punto S9, i costi operativi riconosciuti nel corso del NPR2 dovrebbero tenere conto delle modifiche dei costi derivanti dall'avvio dei piani di messa in servizio dei misuratori 2G operati dai vari distributori. In tal caso, potrebbe anche essere valutato un X-Factor più sfidante in corso di NPR2, qualora il costo riconosciuto 2020 prendesse a riferimento i reali costi dei DSO.

### **Criteri per il riconoscimento dei costi relativi ai canoni di leasing operativo**

#### **S3. Osservazioni in merito al trattamento dei canoni di leasing operativo.**

Con riferimento al leasing operativo, non rileviamo controindicazioni nel dimensionare il riconoscimento del relativo costo in maniera omogenea per tutte le imprese distributrici, facendo riferimento all'ammontare degli oneri di leasing indicati nei CAS 2018.

### **Meccanismi di ripartizione dei ricavi netti derivanti dall'utilizzo dell'infrastruttura elettrica per finalità ulteriori al servizio elettrico**

#### **S4. Osservazioni in merito alle modalità di ripartizione dei ricavi netti derivanti dall'utilizzo delle infrastrutture elettriche per finalità ulteriori.**

Come comunicato in risposta al precedente documento di consultazione, Acea è disponibile ad approfondire ulteriormente il tema a valle della valutazione delle evidenze emerse dalla fase di raccolta dati effettuata da codesta Autorità. Nel frattempo, si esprime apprezzamento per la soluzione prospettata dall'Autorità di ripartire i ricavi netti conseguiti a seguito dell'utilizzo della infrastruttura elettrica da parte di gestori di altri servizi, allorquando il ricavo netto superi una determinata soglia del ricavo ammesso totale a copertura dei costi del servizio di distribuzione. Tuttavia non si riscontrano nel documento sufficienti elementi per la valutazione del valore di soglia

proposto in consultazione e pari allo 0,5% non avendo peraltro contezza dell'effettivo ammontare a lungo termine di questa nuova linea di ricavo.

Inoltre, facendo riferimento al paragrafo 7.8 che prevede l'aggiustamento dei costi operativi riconosciuti, con cadenza annuale, nei confronti di ciascuna impresa in relazione alla quale l'ammontare dei ricavi netti, rilevati nell'anno 2018, rappresenti non meno dello 0,5% del ricavo amMESSO totale, si richiedono chiarimenti in merito al trattamento che sarà adottato nei confronti delle imprese che nell'anno 2018 non hanno contabilizzato ricavi per utilizzo dell'infrastruttura per finalità ulteriori al servizio elettrico, rilevando tali ricavi a partire dall'anno 2019.

### **Riconoscimento costi connessi a profili euro-unitari**

#### **S5. Osservazioni in merito al riconoscimento dei costi relativi ad attività legate ai profili euro-unitari**

Nessuna osservazione.

### **Riconoscimento costi per eventi meteorologici eccezionali**

#### **S6. Osservazioni in merito al trattamento dei costi per eventi meteorologici eccezionali.**

Si concorda con l'inclusione della media dei costi per eventi meteorologici eccezionali sostenuti nel triennio 2016-2018 nel costo operativo effettivo dell'anno 2018.

Si ritiene condivisibile la proposta di ulteriori interventi regolatori in caso di costi che possano pregiudicare l'equilibrio economico finanziario delle imprese, tuttavia la soglia del 15% dei ricavi ammessi sembra particolarmente elevata in quanto l'equilibrio finanziario dell'impresa potrebbe risultare già compromesso.

### **Effetti del riconoscimento della perequazione specifica aziendale sul livello dei costi operativi riconosciuti**

#### **S7. Osservazioni in merito all'implementazione di meccanismi correttivi del meccanismo della perequazione specifica aziendale**

Si concorda con l'implementazione di meccanismi correttivi proposti dall'Autorità qualora la modulazione dei costi operativi riconosciuti sia negativa.

## **Perimetrazione servizio di misura e servizio di trasmissione in esito alle modifiche responsabilità TIME**

### **S8. Osservazioni in merito agli orientamenti espressi con riferimento al trattamento e riconoscimento dei costi di misura connessi alle attività trasferite nella responsabilità di Terna dall'1 gennaio 2017**

Si conferma che la gran parte dei costi collegati all'attività di misura sono stati sostenuti da areti per l'implementazione e successiva manutenzione di una nuova interfaccia per lo scambio di informazioni con i sistemi Terna e quindi, anche se l'attività richiesta risulta riferita a un ridotto numero di punti di connessione, tali costi non sono per loro natura comprimibili.

### **Costi operativi relativi al servizio di misura**

### **S9. Osservazioni relative alla perimetrazione dei costi operativi riconosciuti per il servizio di misura**

Con la messa in servizio dei misuratori 2G i dati di misura risultano avere una maggior dettaglio rispetto ad oggi e ne viene richiesta una maggiore tempestività di trattamento, pertanto si ritiene necessario approfondire il tema dei maggiori costi derivanti. Per tale motivo, l'ipotesi di prorogare la logica di remunerazione dell'attività in base a logiche di media del settore anche per il NPR2, periodo in cui areti installerà i misuratori 2G come previsto dal piano presentato lo scorso settembre, otterrebbe ragionevolmente gli stessi effetti. Si ritiene quindi che a partire dal 2020, anno di avvio dei piani di messa in servizio dei misuratori 2G, si tengano in adeguata considerazione i costi stimati da areti così come esposti nei piani presentati.

Nello specifico, l'attuale meccanismo ha solo marginalmente riconosciuto i costi effettivamente sostenuti da areti nel NPR1, determinando annualmente una inadeguata remunerazione tariffaria. Già dal prossimo anno partirà il piano di messa in servizio del sistema di smart metering 2G. Come da normativa, areti ha presentato all'Autorità i propri costi operativi prospettici anche in una logica di efficientamento.

In tale contesto, si ritiene opportuno sia valutata per il NPR2, periodo contraddistinto dall'avvio dei piani di messa in servizio dei misuratori 2G, l'applicazione di una logica di avvicinamento ai totex, da stabilizzare nel periodo regolatorio successivo, caratterizzata da un sistema di copertura tariffaria che tenga conto sia del costo storico effettivamente sostenuto che del costo prospettato nei piani di messa in servizio dei 2G, con adeguati obiettivi di efficienza.



**Servizio di trasmissione****Premessa**

**S10. Osservazioni sugli orientamenti relativi alle disposizioni in materia di trattamento dei contributi, agli altri temi del Titolo 8 del TIQ.TRA e su ulteriori aspetti per cui sia utile considerare un'eventuale incentivazione, anche alla luce delle disposizioni del pacchetto Clean Energy for All Europeans.**

Nessuna osservazione.

**Riconoscimento tariffario delle immobilizzazioni in corso d'opera per il servizio di trasmissione**

**S11. Ulteriori osservazioni in merito alle modalità di trattamento tariffario delle immobilizzazioni in corso d'opera per il servizio di trasmissione e dispacciamento.**

Nessuna osservazione.

**Incentivazione all'efficienza dei costi di investimento nel servizio di trasmissione**

**S12. Osservazioni riguardo agli orientamenti per il meccanismo sperimentale 2020-2023 di promozione dell'efficienza dei costi di investimento.**

Nessuna osservazione.

**Promozione della completa unificazione della rete di trasmissione**

**S13. Osservazioni in merito agli orientamenti finali in materia di promozione dell'unificazione della rete di trasmissione nazionale, incluso l'avvio del primo dei due meccanismi incentivanti (premialità una tantum) a partire dall'1 gennaio 2020.**

**S14. Osservazioni in merito alla modifica delle metriche del meccanismo di premialità una tantum e all'applicabilità di tale meccanismo alle merchant line a fine esenzione.**

Nessuna osservazione.

**Altre tematiche in consultazione****Criteri di riconoscimento dei crediti inesigibili**

**S15. Osservazioni in merito ai criteri di recupero dei crediti inesigibili legati al mancato incasso da parte delle imprese distributrici dei corrispettivi di rete.**

Si concorda con l'ipotesi di ristoro degli oneri di rete in presenza di crediti inesigibili. Si ritiene tuttavia che non sia opportuno porre soglie per l'accesso al meccanismo né franchigie per la quantificazione del ristoro, in quanto si ritiene che l'impresa di distribuzione debba ottenere ristoro integrale dei crediti inesigibili a seguito di istanza debitamente documentata e attestante la completa ottemperanza alla regolazione vigente. Il meccanismo, come osservato dalla stessa Autorità, dovrebbe essere analogo a quello previsto dalla delibera 50/2018, prevedendo il riconoscimento pieno dei crediti inesigibili per i quali il DSO abbia fornito evidenza di aver messo in atto una efficiente azione di recupero crediti, indipendentemente dal peso di tali crediti rispetto ai ricavi annui dell'impresa.

**Criteri di valorizzazione dei costi di capitale relativi ai misuratori per le imprese che non abbiano sistemi di smart metering di seconda generazione**

**SI6. Osservazioni agli orientamenti in merito ai criteri di valorizzazione dei costi di capitale relativi ai misuratori per le imprese che non abbiano sistemi di smart metering di seconda generazione.**

Nessuna osservazione.

**Contributi fissi per le variazioni di potenza richieste dai clienti domestici**

**SI7. Eventuali proposte inerenti alle modalità operative con cui procedere alla raccolta dei dati storici necessari al calcolo degli effetti derivanti dalla mancata applicazione dei contributi in quota fissa.**

In considerazione della transitorietà della misura, a ristoro delle agevolazioni riservate ai clienti domestici per richieste di aumento e diminuzione di potenza, si potrebbe ipotizzare la messa a disposizione, in forma aggregata, delle informazioni contenute negli elenchi oggi forniti alle imprese di vendita ai sensi dell'art. 8 bis comma 2 del TIC al fine di quantificare il numero di contributi in quota fissa non applicati.

Oltre alla copertura dei contributi in quota fissa non applicati, si ritiene inoltre opportuno prevedere la copertura dei contributi in quota potenza poiché anche questi ultimi non sono contenuti nella base 2018.

**Corrispettivi per l'energia reattiva per clienti in alta e altissima tensione**

**S18. Osservazioni in merito all'orientamento dall'Autorità finalizzato alla regolazione dei prelievi e delle immissioni di energia reattiva, con particolare riferimento all'aggiornamento dei corrispettivi per gli utenti in alta e altissima tensione.**

**S19. Osservazioni in merito alla cadenza proposta di aggiornamento dei costi che il gestore del sistema di trasmissione sostiene per la gestione dell'energia reattiva e dei volumi complessivi di energia reattiva prelevata e immessa nella rete rilevante, e all'individuazione di un anno test per fare l'aggiornamento.**

**S20. Osservazioni sulle considerazioni riportate nell'Appendice B.**

Per quanto riguarda la revisione dei corrispettivi per l'immissione/prelievo di energia reattiva applicate agli utenti in AT/AAT (sia gestori di rete di distribuzione sia utenti finali), l'analisi delle condizioni di rete e dei flussi di energia reattiva che l'Autorità ha richiesto a Terna, seppur aggiornata al 2018, essendo focalizzata sulla sola rete AT non è sufficiente per valutare gli effetti sull'intero sistema elettrico. Alla luce della continua crescita della generazione distribuita e del ruolo sempre più attivo della domanda, è necessaria un'analisi estesa a tutti i livelli di tensione e quindi anche alle reti di distribuzione.

Riteniamo pertanto necessario che, prima di qualunque revisione di tali corrispettivi, sia effettuata un'analisi costi/benefici complessiva sui flussi di energia reattiva a tutti i livelli di tensione (non solo AT) che consideri anche le eventuali azioni di regolazione della potenza reattiva che potrebbero essere anche più efficienti dal punto di vista economico di sistema rispetto ad un mero incremento dei corrispettivi.

L'applicazione degli orientamenti proposti in consultazione, in anticipo rispetto alla conclusione delle analisi suddette, potrebbero determinare ingenti investimenti da parte dei DSO per compensarne gli effetti, non complessivamente ottimizzati dal punto di vista del Sistema.

**Revisione dei tassi di interesse applicati dalla Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali**

Nessuna osservazione.



### Aspetti tariffari relativi alla ricarica elettrica

**S21. Osservazioni riguardo alle proposte avanzate in merito alla proroga dell'attuale struttura tariffaria BTVE e al contemporaneo avvio di tavoli di lavoro dedicati alla valutazione di un possibile aggiornamento della regolazione che ne disciplini l'applicazione.**

**S22. Osservazioni in merito alla proposta relativa all'introduzione di una maggiore potenza disponibile in fascia F3 secondo le modalità descritte. Quali aspetti relativi al flusso delle informazioni si ritiene di proporre per semplificare al massimo gli aspetti amministrativi?**

**S23. Osservazioni sulle considerazioni riportate nell'Appendice C.**

Premesso che la scrivente si rende disponibile già da ora alla partecipazione ai tavoli di lavoro, si concorda che in ambito ricarica veicoli elettrici in luoghi aperti al pubblico l'accesso alla tariffa BTVE deve essere permesso solo in caso in cui l'infrastruttura di ricarica garantisca un servizio di controllo da remoto utile ai servizi di flessibilità della rete. Si concorda con l'applicazione di forme incentivanti anche alle ricariche in luoghi privati come proposti dall'Autorità purché anche in questi casi l'infrastruttura di ricarica utilizzata permetta il controllo da remoto ai fini dei servizi di flessibilità anche da parte dell'impresa di distribuzione. Circa l'ipotesi di cui al punto C19.a) si richiede che la verifica del possesso del veicolo elettrico, al fine di non ingenerare flussi informativi eccessivi e non governabili, venga espletata in finestre temporali, generalizzate e definite a priori, la cui validità sia almeno biennale.