

Osservazioni IREN al

DCO 481/2019/R/eel “Criteri per l’aggiornamento infra-periodo della regolazione tariffaria relativa ai servizi di trasmissione distribuzione e misura dell’energia elettrica – Orientamenti finali”

Considerazioni generali

Nel seguito del documento Iren esprime le proprie osservazioni alla consultazione relativa agli orientamenti finali in materia di regolazione infra-periodo del servizio di distribuzione e misura dell’energia elettrica.

Pur apprezzando l’opportunità del confronto derivante dalla consultazione, continuiamo a riscontrare le medesime difficoltà evidenziate nella precedente fase consultiva circa la trasparenza dei dati numerici di sistema che impedisce agli operatori di comprendere gli impatti economico-finanziari della futura regolazione tariffaria e di offrire al regolatore un contributo costruttivo.

In tal senso, trattandosi di orientamenti finali, si auspica che si possano attivare tavoli di confronto con gli operatori sulle informazioni quantitative circa costi operativi, ammortamenti, asset a livello di settore per i servizi di distribuzione e misura dell’energia elettrica che l’Autorità intende utilizzare per la regolazione tariffaria del NPR2.

Questo rappresenterebbe anche un positivo riscontro all’importante raccolta dati che i principali operatori hanno compilato e inviato ad ottobre in risposta alla specifica richiesta formulata da ARERA nell’ambito del procedimento ex. Del. 126/2019/R/eel.

A tal proposito, ribadiamo la necessità di:

- valutare l’inclusione dei costi incrementali/sorgenti non intercettati fino alla chiusura contabile 2018. Tali oneri hanno caratteristiche specifiche che necessitano di adeguati approfondimenti e per i quali offriamo la nostra disponibilità ad analisi e valutazioni che possano accertarne la consistenza. In proposito rimandiamo agli approfondimenti allo spunto S1.
- introdurre meccanismi di riconoscimento dei costi operativi legati al piano di sostituzione massiva dei contatori 1G che tenga in dovuta considerazione le dimensioni degli operatori e delle rispettive possibilità di realizzare economie di scala.

La Scrivente ribadisce inoltre la necessità di rivalutare la soglia dei 25.000 pod per l'attivazione dei meccanismi incentivanti. Non si condivide infatti l'esclusione delle aggregazioni tra operatori con più di 25.000 pod. Riteniamo che favorire l'aggregazione tra soggetti dimensionalmente più rilevanti (comunque sopra i 25.000 pod) potrebbe incoraggiare la convergenza verso un sistema più razionalizzato con pochi operatori ma rilevanti e solidi dal punto di vista economico, finanziario e tecnico nell'ottica di perseguire l'offerta di un servizio migliore a costi efficienti.

Risposte agli spunti di consultazione

S1. Osservazioni in merito alla fissazione dei livelli iniziali dei costi riconosciuti a copertura dei costi operativi.

Si condividono in generale le proposte presentate per la determinazione e aggiornamento dei costi operativi riconosciuti.

In dettaglio, tuttavia, vogliamo concentrare l'attenzione su alcune tematiche che necessitano, a nostro avviso, di maggiori approfondimenti:

- Costi incrementali: come già anticipato nelle considerazioni generali - la loro indubbia rilevanza ci porta a richiedere un approfondimento da parte del Regolatore. Tra questi, rilevano senz'altro i costi relativi agli obblighi sostenuti per l'adempimento agli obiettivi di efficienza energetica. Oltre alla natura progressivamente esogena assunta da tali costi, si aggiunge l'incertezza del quadro normativo e regolatorio nel suo complesso, conseguente alle pendenze giudiziarie che hanno recentemente invalidato la parte relativa all'introduzione del cap a 250 €/TEE contenuta nel Decreto MiSE del 10.5.2018 nonché annullato nel suo complesso le successive disposizioni regolatorie introdotte ai sensi di tale decreto.

Inoltre, l'avvio dei piani massivi di sostituzione comporta il ricorso sempre più massivo al *cloud*, e quindi l'insorgere di canoni informatici importanti attualmente non rilevati a conto economico.

- Determinazione del livello iniziale dei costi operativi riconosciuti per la misura: si apprezza l'approccio dell'Authority di tenere in debito conto il graduale avvio da parte dei principali DSO dei Piani di installazione massiva dei sistemi smart metering 2G, ma si vuole fare presente che un'analisi di dettaglio sulla struttura di costo partendo dai dati contabili riferiti all'operatore principale non può

portare a risultati applicabili alla generalità degli altri DSO di maggiori dimensioni, e ancor meno ai DSO inferiori ai 100.000 pod.

Ulteriori considerazioni in merito verranno sviluppate nella risposta al successivo spunto S9.

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

Si comprende e condivide (i) il mantenimento dei meccanismi del *price cap* e dell'*x-factor* a recupero delle maggiori efficienze realizzate nel NPR1 e (ii) la ripartizione simmetrica delle stesse tra utenti e imprese, fermo restando:

- la necessità di trovare conferma anche numerica alle considerazioni rappresentate dall'Autorità,
- che il processo di efficientamento è destinato necessariamente ad assumere un profilo asintotico nel lungo periodo.

Per quanto riguarda i tempi del riassorbimento delle efficienze realizzate nel corso dell'NPR1, si propone di modulare la restituzione prevista entro la fine dell'NPR2 mediante percentuali di restituzione via via crescenti.

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

Si condivide l'orientamento di sostanziale continuità con i criteri passati volto ad evitare la potenziale disparità di trattamento che ne sarebbe derivata nei confronti degli operatori che non adottano i principi contabili internazionali.

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

Si condividono le modalità proposte, che di fatto confermano quanto anticipato nel precedente DCO 318/2019.

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

Non vi sono osservazioni.

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

Pur comprendendo la volontà di normalizzare tale tipologia di costi (considerando la sua funzione di base pluriennale di oneri riconosciuti per i DSO) utilizzando una media triennale 2016-2018, occorre tenere presente che il progressivo aumento di intensità e frequenza degli eventi eccezionali - nonché dell'entità dei loro effetti - porta a far sì che l'eccezionalità di un anno possa progressivamente assumere nel tempo i connotati di una tendenza. Pertanto si propone di valutare una media sul quadriennio 2016-2019.

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

Si condivide in linea di principio la proposta di una revisione complessiva e generale del meccanismo della PSA. Maggiori considerazioni potranno essere fornite nel corso della consultazione attesa nell'NPR2.

Al fine di evitare un accavallamento di consultazioni si propone – qualora possibile – di avviare il procedimento verso il 2021-2022, così da avere il necessario tempo tecnico per la sua disamina.

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

Non vi sono osservazioni.

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

Pur comprendendo l'orientamento - in analogia con il passato - di dimensionare i costi riconosciuti per l'attività di misura con logiche medie di settore, è evidente la profonda discontinuità introdotta con l'avvio del meccanismo di riconoscimento (al momento circoscritta a) dei costi di capitale di tipo *forward looking incentive based* per i PMS2.

Gli sforzi intrapresi ormai da anni da e-distribuzione e avviati recentemente da alcuni maggiori DSO (che saranno a stretto giro seguiti dagli altri principali operatori) in termini di rendicontazione ed esecuzione di una programmazione tecnica, economica e finanziaria, di costante monitoraggio delle attività compiute e di continuo confronto con il Regolatore stanno consentendo una maggiore visibilità e granularità delle informazioni di dettaglio anche per quanto riguarda i costi operativi.

Per tali ragioni si ritiene non condivisibile la proposta contenuta in consultazione di utilizzare i dati contabili del solo DSO principale per estrapolare i riconoscimenti ammessi per gli altri DSO in quanto questi ultimi hanno una struttura di costi operativi profondamente diversa da quella del principale DSO. Le voci di costi operativi più rilevanti in tema di *Smart metering* 2G hanno una natura prevalentemente fissa (i.e.: tecnologie *cloud*, integrazione di sistemi informatici, ...) non correlata al numero di pod che usufruiscono del servizio.

Tale caratteristica fa sì che i DSO attualmente obbligati all'avvio del PMS2 abbiano necessariamente un costo operativo unitario significativamente maggiore rispetto all'*incumbent* (sul quale i costi operativi possono ripartirsi su un numero di pod di ordini di grandezza superiore).

Per quanto sopra esposto, si ritiene pertanto necessario l'avvio di un processo evolutivo della mera logica di riconoscimento parametrico dei costi operativi che consenta di valorizzare – e correttamente remunerare – la struttura profondamente diversa del costo operativo tra il principale DSO e gli altri operatori proprio grazie alle profonde novità apportate dalla regolazione tariffaria dei capex dei PMS2.

In questo modo, un adattamento specifico della regolazione, benché sempre correttamente rivolto a incentivare l'efficiente gestione operativa dei DSO, potrebbe intercettare e adeguatamente considerare i costi reali che gli operatori si troveranno comunque a sostenere per logici vincoli dimensionali (pod serviti).

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*.

Non vi sono osservazioni.

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

Non vi sono osservazioni.

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

Non vi sono osservazioni.

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 (premierità una tantum) a partire dall'1 gennaio 2020.

Non vi sono osservazioni.

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

Non vi sono osservazioni.

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 esprime apprezzamento per la proposta di recupero degli oneri di rete presentata in consultazione.

S16. 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.

In merito agli obblighi per i DSO che gestiscono meno di 100.000 pod, si ribadisce l'importanza di avviare quanto prima il processo consultivo, così da consentire loro di predisporre le conseguenti attività, anche considerando i maggiori limiti economico-tecnici a cui potranno andare incontro considerando le loro minori dimensioni.

S17. 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.

Si apprezza la conferma dell'introduzione della perequazione dei contributi in quota fissa dal 2017 e si rimane in attesa della relativa raccolta dati storici necessari.

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.

Si apprezza la proposta di decorrenza dei nuovi corrispettivi non già dal 2020, bensì dal 2021 in quanto si ritengono ancora necessari approfondimenti in proposito; dalle prime valutazioni si evidenziano significativi costi sorgenti in capo ai DSO dovuti a fattori molto difficilmente controllabili come ad esempio il profilo di immissione di energia reattiva da parte degli utenti della rete.

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.

Si condividono in generale le proposte.

In relazione ai numerosi aspetti da tenere in considerazione per l'evoluzione della regolazione in tema di ricarica elettrica, si reinvidano considerazioni più approfondite nell'ambito dei tavoli di lavoro dedicati.