

Osservazioni al DCO 318/2019/R/EEL Criteri per l'aggiornamento infra-periodo della regolazione tariffaria relativa ai servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica

Il Documento di Consultazione intitolato "Criteri per l'aggiornamento infra-periodo della regolazione tariffaria relativa ai servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica" ha per la verità un contenuto piuttosto diverso da quello che il titolo lascerebbe intuire.

Esso infatti dedica in tutto 9 pagine alla presentazione dei criteri cui si riferisce il titolo, e ben 32 all'analisi di "ulteriori elementi", in particolare le aggregazioni, la ristrutturazione delle colonne montanti, la disciplina dell'allocazione dei costi tra utenti attivi e passivi, e la predisposizione dei punti di ricarica per i veicoli elettrici. Tali temi, sebbene rivestano una grande importanza, dovrebbero essere oggetto di ragionamenti e strategie separate.

Per quel che riguarda la regolazione tariffaria, il documento si riferisce alle aziende in regime tariffario puntuale, rinviando a un successivo provvedimento il caso delle aziende assoggettate al regime parametrico. Per quanto lodevoli siano i criteri che l'Autorità propone per l'aggiornamento delle tariffe di riferimento puntuali, non va dimenticato che questi criteri si rivolgono a una piccola minoranza di aziende, pur se queste rappresentano la quasi totalità del settore in termini di utenti serviti.

Per oltre 110 aziende, in compenso, è tuttora impossibile disporre di un quadro regolatorio certo e prevedibile. Queste aziende attendono ancora la determinazione definitiva delle tariffe di riferimento del 2016 e 2017. Quanto al 2018, anno in cui dovrebbe prendere l'avvio la determinazione delle tariffe su base parametrica, seppure con il meccanismo di gradualità, si segnala che è tuttora in sospeso la determinazione del "fattore G"; ciò rende tuttora impossibile per le piccole aziende conoscere con esattezza i ricavi su cui potranno contare, rendendo impossibile tanto la programmazione degli investimenti quanto, più in generale, la messa in opera di sistemi di gestione economicamente sostenibili.

Non possono essere sufficienti le linee di indirizzo approvate, soprattutto se si considera che, nelle more dell'approvazione definitiva, le aziende sono costrette a sopravvivere con i soli ricavi ottenuti dall'applicazione della tariffa nazionale.

A questo proposito, si fa notare che, nelle more della determinazione della tariffa parametrica, l'Autorità ha disposto (molto opportunamente) il versamento di un acconto pari all'80% dei valori della tariffa di riferimento 2015. Tale acconto, riferito al 2016 e 2017, dovrebbe essere esteso automaticamente, nella stessa misura, anche agli anni successivi, in modo da garantire alle piccole aziende un equilibrio finanziario altrimenti assai compromesso.

In altre parole, per evitare un ingiusta differenza di trattamento tra le 10 aziende che servono più di 100.000 punti di prelievo e tutte le altre (110), e in attesa della determinazione precisa dell'aumentare della perequazione dei ricavi del TIT 2018, **si chiede venga corrisposto un acconto pari a quello erogato per gli anni 2016 e 2017.**

Si tenga ancora conto della minaccia (rinviata, ma tuttora esistente) dell'applicazione dell'articolo 177 del codice degli appalti, che potrebbe sconvolgere i bilanci delle aziende, e si avrà un quadro completo della situazione di grande disagio che vivono tutte le piccole aziende, quando si trovano già oltre la metà del periodo di concessione, che scade nel 2030.

Criteri per l'aggiornamento delle tariffe puntuali

Per quanto concerne, più nello specifico, i criteri proposti per l'aggiornamento delle tariffe in regime puntuale, essi hanno comunque rilevanza anche per le piccole aziende, in quanto il meccanismo transitorio ipotizzato in sede di approvazione delle linee guida per la tariffa parametrica prevede che, per un periodo di 8 anni, la tariffa di riferimento si calcoli come media ponderata tra le tariffe puntuali applicate fino al 2015 e la tariffa parametrica stessa.

- SIV si trova sicuramente d'accordo con l'impostazione generale volta ad applicare con gradualità il meccanismo totex.
- Con riferimento al punto 4.19, si segnala una criticità già a suo tempo ripetutamente oggetto di nostre segnalazioni. Pur concordando in linea generale con il principio secondo cui il 20% dei ricavi da contributi privati a preventivo è portata in deduzione ai costi operativi, va ricordato che per le piccole imprese tale voce subisce consistenti variazioni da un anno all'altro, in ragione del piccolo numero di operazioni di questo genere. Nella nostra esperienza, come l'Autorità può verificare dall'esame dei conti annuali separati, tale voce è pari a zero in molti anni, salvo presentare importi anche notevoli in altri anni. Si suggerisce che per le piccole aziende venga utilizzato un valore medio del periodo regolatorio precedente, in vece dell'importo "secco" dell'anno a-2.
- Con riferimento al punto S4 (ripartizione dei ricavi netti derivanti dall'utilizzo dell'infrastruttura elettrica per finalità ulteriori al servizio elettrico), SIV ritiene assai opportuno l'approfondimento del tema come prefigurato nel DCO.
- Si condivide senz'altro l'opportunità di portare i ricavi netti corrispondenti a tali attività in deduzione ai costi riconosciuti. Anche in questo caso valgono le osservazioni fatte per il punto 4.19, in quanto soprattutto nelle fasi di start-up di queste iniziative, i costi sostenuti dal distributore potrebbero essere particolarmente elevati, e viceversa quando il servizio è a regime. Quindi, se il principio di cui al

- punto 4.20 si applica con facilità alla condivisione delle infrastrutture, altrettanto non può dirsi di eventuali condivisione di costi operativi (es. utilizzo del personale del distributore). Sarebbe pertanto preferibile adottare, per quest'ultimo caso, un valore medio del periodo regolatorio invece dell'importo "secco" dell'anno a-2. Si invita inoltre a tenere presente che, soprattutto nelle aree "a fallimento di mercato" identificate dal "piano nazionale banda ultra larga", l'iniziativa dei locali distributori di energia elettrica, basata sulla condivisione delle infrastrutture, può consentire di migliorare l'economicità dell'offerta dei servizi di connessione a internet, con beneficio dell'utenza che altrimenti non troverebbe operatori disponibili a investire. SI invita pertanto a considerare che le condizioni economiche pattuite per la condivisione non potranno essere le stesse in tutto il territorio nazionale.
- Si condivide senz'altro lo spunto relativo all'aggiornamento del sistema dei conti annuali separati, promuovendo uno specifico comparto delle attività di appoggio. In tale comparto dovrebbero a nostro avviso essere compresi anche le eventuali partite di compensazione, come ad esempio l'offerta da parte del gestore di servizi tlc di servizi di telegestione a beneficio del distributore.

Ulteriori elementi: le aggregazioni

Il tema delle aggregazioni anche in questo DCO viene presentato come strumento volto ad incrementare l'efficienza complessiva del sistema per mezzo del conseguimento di economie di scala, essendo peraltro ben noto – e la stessa Autorità non ne fa mistero (cfr. il punto 7.21 del DCO) – che l'obiettivo perseguito è essenzialmente quello della riduzione del numero degli operatori.

A questo proposito il DCO sviluppa un'articolata disamina delle situazioni che si potrebbero teoricamente verificare qualora i soggetti che si aggregano e l'azienda risultante dall'aggregazione superino o meno la soglia dei 25.000 utenti.

Esso peraltro omette di considerare alcuni dati oggettivi, che rendono il prospettato obiettivo (di riduzione del numero di operatori) assai difficile da raggiungere.

Il primo è costituito dalla collocazione geografica delle aziende e l'effettiva opportunità di fusione. Con l'eccezione forse del Trentino e dell'Alto Adige, le aziende con meno di 25.000 utenti sono attive in zone remote, incuneate in territori serviti per la quasi totalità dall'ex-monopolista nazionale, e-distribuzione.

Un modo molto semplice per rendersi conto di quanto irrealistiche siano le prospettive di aggregazione (al di fuori dei territori del Trentino e dell'Alto Adige) potrebbe essere quello di realizzare una semplice carta tematica che illustri, con un dettaglio a livello comunale, la dislocazione territoriale dei distributori con meno di 25.000 utenti.

In secondo luogo, oltre la metà dei distributori con meno di 25.000 utenti sono cooperative (31) e gestioni dirette comunali (26). Per motivi diversi, è assai poco probabile

che queste gestioni trovino, nei poco più di 10 anni che residuano fino al termine della concessione, gli stimoli per intraprendere una strategia di integrazione. Sia per la difficoltà obiettiva di immaginare i processi decisionali (che richiedono complessi iter politico-amministrativi), sia perché le cooperative il più delle volte devono la propria economicità all'attività di produzione, che consente alla comunità locale un approvvigionamento di energia a costi bassissimi, e hanno pertanto incentivi assai limitati ad intraprendere percorsi di aggregazione.

Si osservi infine che sia le cooperative che le aziende pubbliche e private hanno spesso una lunga vita alle spalle, anche centenaria; hanno sostenuto investimenti notevoli per acquisire i rami d'azienda dei preesistenti distributori, e verosimilmente continueranno a difendere caparbiamente la propria autonomia, come hanno fatto finora; tutt'al più ridurranno gli investimenti e la qualità del servizio, se costrette a farlo da regimi tariffari troppo penalizzanti.

Per quanto sia in astratto possibile che, come sostenuto nel DCO, l'asimmetria delle norme tariffarie (tra regime puntuale e parametrico) possa rappresentare un ostacolo, non riteniamo molto realistico che la rimozione di tali ostacoli possa favorire un numero significativo di aggregazioni.

Riguardo alle reti di imprese, l'Autorità – proprio per il fine di ridurre stabilmente il numero degli operatori – è orientata a prendere in considerazione solo reti che portino effettivamente alla costituzione di un unico soggetto che si interfaccia con il regolatore. Tale modello presuppone pertanto che le aziende trovino un accordo sui meccanismi di condivisione dei costi e ripartizione dei ricavi, percorso ulteriormente ostacolato dalla presenza di forme giuridiche così differenti.

Va inoltre considerato che un'ipotetica fusione potrebbe interessare aziende omogenee dal punto di vista della forma giuridica, non essendo ipotizzabile che una società di diritto privato si fonda con una cooperativa, né con una gestione comunale in economia.

È poi abbastanza contraddittorio che l'Autorità da un lato evochi le gare del 2030, e dall'altro non si ponga il problema della posizione dominante di ENEL, che attualmente ha in mano l'85% del mercato. Se si vuole favorire la nascita di soggetti in grado di competere per gli affidamenti, va semmai valutata la possibilità di introdurre incentivi affinché ENEL ceda le sue linee ad altri operatori.

Si tenga presente che lo Decreto Bersani dispone, in vista delle gare per il rinnovo delle concessioni che scadono nel 2030, che gli ambiti di erogazione del servizio abbiano dimensioni pari "almeno a quelle del comune, e comunque non superiori a un quarto di tutti i clienti finali" (art. 9 comma 2). In vista dell'attuazione di questa disposizione di legge, è a nostro avviso auspicabile che l'ex-monopolista debba diminuire in modo significativo la propria quota di mercato, attualmente dell'85% (sia rispetto ai POD che all'energia distribuita). Sarebbe quindi contrario allo spirito della legge che le piccole aziende venissero cedute proprio ad e-distribuzione.

D'altro canto, benché la contiguità territoriale non sia strettamente indispensabile per il conseguimento di alcune economie, è del tutto evidente che il presidio territoriale

(manutenzione delle reti, intervento in caso di guasto) non può prescindere da una collocazione delle strutture aziendali sul territorio.

In tutto il territorio del Friuli – Venezia Giulia e del Veneto, le uniche aziende diverse da e-distribuzione sono società cooperative (SECAB, Fornese), o tutt'al più il gruppo Hera, la cui gestione territorialmente più vicina si trova ad oltre 150 km di distanza (Gorizia).

Idroelettrica Valcanale ha già provveduto negli anni ad integrare una parte consistente delle proprie attività, in particolare avvalendosi del gruppo Utilia per quanto concerne la gestione dei dati dei misuratori e la bollettazione; non potrebbe tuttavia condividere con questa rete alcuna delle attività che l'azienda attualmente presidia, con un organico compresso oltre il limite fisiologico per poter rientrare nel limite dei costi operativi riconosciuti dall'attuale tariffa di riferimento.

Ulteriori elementi

Con riferimento agli "ulteriori elementi" di cui alla parte III e IV del DCO (aggregazioni a parte), SIV non ha particolari osservazioni, ritenendo fondamentalmente congrui i criteri proposti.

Conclusioni

E' fondamentale ribadire l'estrema importanza della corresponsione dell'acconto del TIT 2018 per un importo pari a quello relativo agli anni 2016 e 2017, senza il quale tutte le osservazioni contenute nel presente documento passano in secondo piano, se si tiene conto dello squilibrio finanziario in cui si possono trovare la maggior parte delle aziende distributrici.

Idroelettrica Valcanale sas

Tarvisio, 18.09.2019