

COMMENTI E OSSERVAZIONI AL DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE 318/2019/R/EEL - CRITERI PER L'AGGIORNAMENTO INFRA-PERODO DELLA REGOLAZIONE TARIFFARIA RELATIVA AI SERVIZI DI DISTRIBUZIONE E MISURA DELL'ENERGIA ELETTRICA.

Ai sensi dell'art. 13, co. 7, del D.P.R. n. 217/98, si chiede di considerare riservato il contenuto dei paragrafi inseriti in parentesi quadra [...] in ragione della natura strettamente confidenziale delle informazioni e delle elaborazioni interne ivi contenute. Di conseguenza, si chiede che tali informazioni siano sottratte alla eventuale divulgazione a qualsiasi soggetto terzo.

Premessa

Con il Documento per la Consultazione 318/2019/R/eel (di seguito: il Documento), l'Autorità presenta i propri orientamenti in merito agli aggiornamenti infraperiodo della regolazione tariffaria relativa ai servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica, così come previsto dalla delibera 654/2015/R/eel e tenendo conto delle linee guida definite dalla delibera 126/2019/R/eel che ha dato avvio al procedimento di aggiornamento.

In generale, la regolazione che verrà definita a valle del procedimento di consultazione in oggetto avrà il compito di supportare adeguatamente il sistema di distribuzione dell'energia elettrica in una fase in cui il cambiamento, tanto delle regole quanto delle tecnologie, sta lentamente iniziando a manifestarsi. In particolare, come noto, alcuni operatori hanno avviato – o sono in procinto di farlo – i propri piani di messa in servizio dei **misuratori di seconda generazione** (2G) e il livello di *performance* ad essi richiesto rappresenta un vero e proprio **cambio di paradigma** nella gestione complessiva dell'attività di raccolta e validazione dei dati di misura, nonché dell'organizzazione aziendale a ciò preposta, con impatti notevoli anche – e soprattutto – sugli strumenti informativi a supporto che, tuttavia, la vigente regolazione **non coglie pienamente**, soprattutto con riferimento ai **costi operativi sorgenti**. Inoltre, in molte città del nostro Paese si moltiplicano le iniziative finalizzate all'offerta di **servizi di ricarica** dei **veicoli elettrici**, sia in ambito pubblico che privato, con l'evidente necessità di individuare i migliori strumenti – anche tariffari – per favorirle, anche eliminando eventuali vincoli oggi esistenti. Infine, per permettere che in futuro una parte sempre maggiore della domanda di energia degli utenti finali domestici sia soddisfatta tramite il vettore elettrico, è necessario avviare una campagna di risanamento delle **colonne montanti obsolete** e, a tal fine, è quindi opportuno adottare al più presto i necessari strumenti regolatori, finalizzati a stimolare la collaborazione dei condomini a concedere i consensi necessari per poter effettuare tali interventi.

Alla luce di ciò, si ritiene necessario che il quadro regolatorio definito a valle dell'attuale fase di consultazione contenga, allo stesso tempo, strumenti in grado di **supportare** pienamente gli **sviluppi** appena ricordati e meccanismi volti a **garantire l'equilibrio economico-finanziario** delle attività ordinarie degli operatori.

Infine, per garantire certezza e trasparenza agli operatori, si ricorda – come per altro già fatto in svariate occasioni – la **necessità di rendere noti** ai singoli operatori **tutti i parametri** alla base del **calcolo delle tariffe** di distribuzione e misura dell'energia elettrica, mutuando a tal proposito la prassi adottata nel settore gas. Il perdurare dell'attuale incertezza è incoerente non solo con i principi di trasparenza e certezza del sistema tariffario e prevedibilità del processo di aggiornamento tariffario, ma risulta

inadeguato agli sviluppi della regolazione verso un approccio TOTEX o comunque innovativo, come ad esempio quello applicabile per i sistemi di *smart metering* 2G.

CRITERI PER IL RICONOSCIMENTO DEI COSTI PER IL QUADRIENNIO 2020-2023

Fissazione dei livelli iniziali dei costi riconosciuti a copertura dei costi operativi (S1,S2)

A2A condivide la proposta avanzata dall'Autorità di adottare dei criteri per la fissazione dei livelli iniziali dei costi riconosciuti in piena continuità con quelli applicati nei precedenti periodi regolatori. Pertanto, si concorda sull'opportunità di utilizzare come base di calcolo i conti annuali separati relativi all'anno 2018, così come integrati dalle risposte alle richieste di informazioni inviate ai principali operatori volte ad enucleare i costi non ammissibili al riconoscimento tariffario, definiti in continuità con i precedenti periodi regolatori.

Modalità di trattamento del leasing operativo

Si ritiene tuttavia necessario, sia nel definire la base di calcolo per la fissazione dei livelli iniziali che nei successivi aggiornamenti, approfondire nel dettaglio le novità introdotte dall'applicazione, obbligatoria dal 1° gennaio 2019, delle **disposizioni di cui al principio contabile IFRS 16 in materia di leasing/noleggi/affitti**. Tali novità, consistenti in estrema sintesi nell'obbligo di iscrivere tra le attività del proprio stato patrimoniale il bene in leasing/affitto/noleggio a fronte del relativo debito commisurato ai futuri impegni che derivano da tali modalità di godimento del bene e nella sostituzione, in conto economico, del costo del canone del leasing/noleggio/affitto con la quota di ammortamento del bene stesso, hanno evidenti implicazioni dal punto di vista della regolazione tariffaria. In particolare, si evidenzia che non tutti gli operatori adottano i principi contabili internazionali¹ e che il principale operatore italiano, per il bilancio relativo all'anno 2018, non si è avvalso della facoltà di adottare l'IFRS 16² e, di conseguenza, (i) nella base dati 2018 sono presenti costi operativi relativi ai canoni di leasing/noleggio/affitto e (ii) a partire dal 2019, limitatamente ai soggetti IAS/IFRS, tali costi sono destinati ad essere contabilizzati in modo differente. Inoltre, si deve sottolineare la **netta differenza** tra i costi operativi riconosciuti, **parametrici** e definiti a partire dal **valore aggregato nazionale**, e la remunerazione/quota di ammortamento del capitale investito, **specifici** per il singolo operatore. Una non corretta valutazione degli effetti dell'applicazione del principio internazionale in esame può, quindi, determinare alternativamente (i) un *double counting* per alcuni soggetti e un insufficiente riconoscimento dei costi operatori per altri o (ii) il solo insufficiente riconoscimento dei costi operatori per i soggetti non IAS³. Infine, in stretta correlazione

¹ e.g. Unareti redige il proprio bilancio di esercizio applicando i principi contabili italiani.

² Cfr. pag. 115 del Bilancio 2018 di e-distribuzione (https://www.e-distribuzione.it/content/dam/e-distribuzione/documenti/e-distribuzione/Relazione_e_bilancio_d_esercizio_2018.pdf).

³ E.g. In **continuità di principi contabili** e di **regolazione tariffaria**, nel caso sub (i) l'operatore si vedrebbe riconosciuto in tariffa, nella quota relativa alla copertura degli OPEX, un ammontare X determinato dall'ammontare medio nazionale degli oneri di leasing/affitto/noleggio nell'**anno base**. In questo caso, ogni **nuovo costo** determinato da un bene acquisito in leasing deve trovare copertura in tale ammontare X. Nel nuovo scenario contabile e regolatorio, invece, l'operatore che applicasse l'IFRS 16, pur continuando a godere dell'ammontare X determinato a inizio periodo sulla base degli oneri di leasing/affitto/noleggio allora esistenti a livello nazionale, per ogni nuovo bene godrà della relativa

con quanto sopra, deve essere anche considerato l'**orizzonte temporale** di applicazione delle nuove regole: i nuovi principi contabili si applicano a tutti i beni in leasing/affitto/noleggio esistenti, a prescindere dall'anno di stipula del relativo contratto, mentre a livello tariffario solitamente vengono considerati solo gli investimenti dell'anno. Conseguentemente, ci potrebbero essere beni il cui contratto di leasing è stato stipulato negli anni precedenti ma che verranno iscritti per la prima volta nello stato patrimoniale nel 2019 e che, attualmente, non potrebbero essere comunicati ai fini tariffari⁴.

Si ritiene quindi necessaria una **attenta analisi** degli **impatti** regolatori dell'applicazione di tale principio e, **in ogni caso**, una **piena e dettagliata disclosure** dei **calcoli** effettuati per la definizione dei livelli iniziali e degli **ammontari** considerati.

In ogni caso, la soluzione che verrà adottata dovrà tener conto della **differenza sostanziale** tra la metodologia di riconoscimento dei **costi operativi** (parametrica e **indifferenziata** tra operatori) e **costi di capitale** (**specifica** per il singolo operatore).

Specificità per il servizio di misura

Con specifico riferimento ai costi operativi relativi all'attività di misura, si sottolinea la fondamentale importanza di definire un metodo adeguato per il riconoscimento dei **costi operativi sorgenti – e ricorrenti - netti** derivanti dal passaggio ai nuovi sistemi di **smart metering 2G**.

Come già accennato precedentemente, infatti, il passaggio dal 1G al 2G rappresenta un drastico cambio di paradigma e non una semplice variazione migliorativa dell'esistente, ed è perciò necessario un **ridisegno completo** sia dell'**architettura informativa** dell'azienda che dei **processi operativi**, nonché rilevanti **modifiche organizzative**.

Nello specifico, i principali costi operativi 2G sorgenti sono:

- **Canoni per i software necessari per la gestione dei misuratori e per l'architettura cloud**
- **Canoni per la disponibilità di spazio cloud**
- **Maggior costo del personale addetto alla gestione del dato di misura**
- **Supporto avanzato di helpdesk/sistemisti**
- **Supporto software (bugfixing, manutenzione ordinaria)**

Tali costi dovranno comunque essere considerati al **netto** dei **costi cessanti**, dovuti al venir meno di alcuni costi specifici del sistema 1G dovuti alla dismissione dei sistemi attualmente in uso per la gestione di tali apparecchi e dei relativi canoni d'uso e costi di manutenzione/aggiornamento.

remunerazione e quota di ammortamento. Nel caso sub (ii) invece la base dati dell'anno base verrebbe depurata di tali oneri con impatto negativo per gli operatori non IAS, dato che la quota tariffaria a copertura degli OPEX non conterrebbe più l'ammontare X a copertura dei costi di leasing/affitto/noleggio che loro continuano a sostenere e che non verrebbe compensata dalla possibilità di iscrivere tali beni nel proprio patrimonio.

⁴ Tale caso si collega al precedente esempio sub (i) dato che in questo caso l'ammontare X incluso in tariffa a copertura dei costi di leasing esistenti nel 2018 andrebbe ad approssimare, almeno parzialmente, il mancato riconoscimento della QA e della remunerazione di tali asset presenti nello stato patrimoniale ma non comunicabili ai fini tariffari.

Si specifica che, rispetto a tali costi emergenti, Unareti – così come altri operatori diversi dal maggiore - non ha ulteriori leve contrattuali da attivare rispetto a quelle già utilizzate in fase di contrattazione/contrattualizzazione. Di conseguenza, tali costi dovrebbero essere considerati come costi **non controllabili** e, quindi, **riconosciuti in tariffa**.

A quest'ultimo proposito, si sottolinea che tali costi operativi rientrerebbero nel perimetro oggi coperto da una parte della componente T(rav) della tariffa di riferimento T(mis). Tale quota parte, tuttavia, in base alla vigente regolazione tariffaria (cfr. Allegato B alla Delibera 654/2015/R/eel – TIME) è definita parametricamente ad inizio periodo regolatorio o nell'ambito della revisione infraperiodo, considerando i costi medi aggregati nazionali nell'anno t-2 con t coincidente con l'anno di avvio del periodo regolatorio (i.e., nel caso in esame, 2018).

Conseguentemente, tali costi non trovano copertura tramite l'attuale componente tariffaria e devono essere considerati, al netto dei costi operativi relativi ai sistemi di smart metering 1G cessati e dei ricavi – minimi – ottenuti dalla valorizzazione degli smart meter 1G, come **costi sorgenti e trovare piena copertura tariffaria nella componente T(rav) applicabile a partire dall'avvio del PMS2**.

Ciò potrebbe avvenire introducendo una componente della tariffa di riferimento (i.e. T(rav2G) applicabile solo agli operatori che hanno avviato il PMS2 e calcolata sulla base dei costi operativi di tali soggetti. La tariffa obbligatoria, unica a livello nazionale, sarebbe influenzata solo **minimamente** da tale modifica e le differenze tra ricavi ammessi e ricavi effettivi potrebbero essere trattate tramite un apposito meccanismo perequativo gestito da CSEA o tramite un meccanismo di aggiustamento intertemporale dei ricavi (i.e. le differenze sono regolate sui ricavi ammessi dell'anno successivo a livello di singolo operatore). Tale meccanismo, infine, dovrebbe permettere l'integrale recupero anche dei costi operativi sostenuti nell'anno precedente l'avvio del PMS2 e a ciò propedeutici.

Aggiornamento annuale dei costi operativi riconosciuti (S3)

Si concorda con la proposta avanzata dall'Autorità, che prevede – in continuità i precedenti periodi - il trasferimento agli utenti finali delle eventuali extra efficienze ottenute nel primo semi-periodo regolatorio entro la fine del secondo semi-periodo. Nel definire l'ammontare di tale trasferimento, l'Autorità deve però tenere in considerazione i seguenti aspetti.

Mancata copertura dei costi derivanti dal meccanismo dei certificati bianchi

Sia nella definizione del livello iniziale dei costi operativi riconosciuti che nella valutazione delle maggiori efficienze conseguite, l'Autorità deve tener conto di uno dei principali elementi che già sta, di fatto, erodendo la marginalità ottenuta dagli operatori efficientando le proprie attività *core*, ovvero il **meccanismo dei certificati bianchi** (di seguito: CB o titoli di efficienza energetica/TEE), strumento istituito a sostegno dell'efficienza energetica a fronte di uno specifico obbligo ministeriale. Tale attività, **evidentemente molto distante dalle attività core del distributore**, si è progressivamente trasformata, anche a seguito dei continui cambiamenti normativi, in un **costo netto e ormai strutturale** per i distributori e che, di fatto, va a **erodere in modo significativo** i margini originati dalle attività tipiche del distributore.

L'esborso, come noto, non risulta adeguatamente coperto dal contributo tariffario, i cui parametri definitori (prezzi medi del mercato organizzato del GME e prezzi dei contratti bilaterali) così come il valore massimo (250 €/CB) non lo rendono sufficientemente capiente a fronte di un mercato "corto". Tanto più che gli obblighi presentano una traiettoria crescente fino al 2020, con conseguente ulteriore aumento della spesa per efficienza energetica, qualora si dovesse confermare l'attuale scenario rialzista dei prezzi.

Di conseguenza, le presunte "extra efficienze" conseguite nel NPR1, non rappresentano un vero margine per l'operatore, ma servono invece a coprire una serie di costi ritenuti non rilevanti ai fini tariffari, primo tra i quali quelli derivanti dal meccanismo dei TEE descritto nel precedente paragrafo, che pure esistono e sono in **gran parte incompressibili**.

Discontinuità nei costi di misura

Come per la definizione del livello iniziale, anche per le decisioni relative all'aggiornamento annuale dei costi di misura sarà necessario individuare dei meccanismi **specifici** per tener conto dell'evoluzione dei costi operativi sorgenti relativi ai sistemi di **smart metering 2G** in modo da stimolare dei recuperi di produttività coerenti con il forte contenuto innovativo della soluzione tecnologica e con il diverso grado di maturità e complessità di gestione dei dati di misura tramite sistemi 2G rispetto a quella effettuata tramite i normali sistemi 1G.

Meccanismi di ripartizione dei ricavi netti derivanti dall'utilizzo dell'infrastruttura elettrica per finalità ulteriori al servizio elettrico (S4)

In merito alla proposta avanzata dall'Autorità relativa all'adozione di un meccanismo di *sharing* degli eventuali ricavi netti derivanti dall'utilizzo dell'infrastruttura elettrica per finalità ulteriori al servizio elettrico, si ritiene opportuno effettuare alcuni approfondimenti ulteriori. In particolare, la casistica principale di utilizzo dell'infrastruttura è rappresentata dall'utilizzo della stessa per la posa della fibra ottica.

In questo caso, sono applicabili le regole definite dal D.lgs. 33/2016 che prevedono, da parte del gestore dell'infrastruttura fisica, l'obbligo di concedere l'accesso alla stessa, salvo casi particolari e nel rispetto dei principi di trasparenza, non discriminarietà, equità e ragionevolezza. Per una migliore specificazione di questi ultimi criteri è opportuno rifarsi, applicando una interpretazione analogica, a quanto previsto all'art.4 comma 6 dove il legislatore specifica che "[...] il prezzo [...] è tale da garantire che il fornitore di accesso disponga di un'equa possibilità di recuperare i suoi costi e resti indenne da oneri economici conseguenti e connessi alla realizzazione delle opere necessarie all'accesso. Il prezzo [...] non copre i costi sostenuti dal gestore dell'infrastruttura, laddove questi siano già riconosciuti nelle eventuali strutture tariffarie volte ad offrire un'equa opportunità di recupero dei costi stessi". Di conseguenza, il distributore deve definire un corrispettivo per l'accesso alla propria infrastruttura tale da permettere il mero recupero dei costi non già coperti dalla regolazione tariffaria (i.e. i costi dell'infrastruttura stessa), senza possibilità di ottenere extra ricavi da tale attività. Le società del Gruppo A2A hanno, di conseguenza, definito condizioni di accesso coerenti con il principio espresso in tale norma, individuando un livello di corrispettivi tale da coprire i costi incrementali e senza prevedere ulteriori marginalità.

ALTRI ELEMENTI DI REGOLAZIONE TARIFFARIA

Promozione delle aggregazioni tra imprese distributrici (S5, S6)

A2A ritiene pienamente condivisibile l'obiettivo che l'Autorità intende perseguire con le proposte in analisi. Si ritiene opportuno, tuttavia, rendere più incisivi gli incentivi offerti per stimolare le aggregazioni dato che queste rappresentano comunque operazioni complesse che impegnano in modo estensivo l'intera struttura societaria degli operatori coinvolti e, di conseguenza, in assenza di forti stimoli –anche forniti dalla regolazione – è difficile superare lo status quo, come confermato dalle evidenze quantitative che la stessa Autorità ha presentato. [L'esperienza del Gruppo A2A, peraltro molto attivo nell'aggregazione di utilities locali, evidenzia che le operazioni che hanno come risultato la riduzione del numero di distributori si scontra con la riluttanza dei soci degli operatori di minori dimensioni a cedere le proprie quote di partecipazione nelle società di distribuzione locale].

A tal fine, quindi, si propone di rendere cumulabili gli incentivi proposti (una tantum e RAB riconosciuta), incrementarli (in particolare, l'una tantum) e prevederne l'applicazione anche nel caso di acquisizione di una società di piccole dimensioni (con meno di 25.000 POD) da parte di società di grandi dimensioni (ovvero i soggetti che, ad oggi, hanno le maggiori capacità di portare a termine con successo tali operazioni).

A2A, inoltre, ritiene particolarmente apprezzabile lo sforzo fatto dall'Autorità per individuare una possibile modalità di aggregazione applicabile anche a soggetti con caratteristiche peculiari quali Consorzi e Cooperative. **Si ritiene però quanto mai opportuno evitare di introdurre, per poter accedere all'incentivazione, l'obbligo di conferire il proprio titolo concessorio in un soggetto giuridico indipendente appositamente creato.** Ciò, infatti, rappresenta un **vincolo** che scoraggerebbe i possibili contraenti, soprattutto qualora ci fossero delle forti differenze dimensionali tra essi, determinando l'inefficacia della proposta. D'altra parte, non sembrerebbero esservi vincoli normativi a tal proposito e i restanti vincoli proposti dall'Autorità paiono essere assolutamente in grado di garantire la solidità e stabilità dell'accordo.

Un elemento che potrebbe superare la riluttanza di operatori quali Consorzi e Cooperative potrebbe essere la possibilità di mantenere il particolare regime di agevolazioni di cui i soci attualmente godono, almeno per la durata residua dell'attuale concessione, anche qualora la rete (e la relativa concessione) dovesse venir acquisita da un soggetto di maggiori dimensioni.

Proposte di semplificazione del meccanismo di riconoscimento della maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito

A2A concorda con la proposta avanzata dall'Autorità di permettere, ai distributori interessati, di chiedere la completa liquidazione del valore attualizzato degli importi ancora spettanti relativi agli incentivi a particolari tipologie di investimenti effettuati in vigenza delle disposizioni di cui al TIT 2008-2011 e 2012-2015. Ciò in un'ottica di semplificazione della regolazione e tenendo conto degli impatti sostanzialmente nulli per gli utenti. Si ritiene utile prevedere la possibilità di effettuare tale richiesta sin dalla raccolta dati RAB EE 2019.

Contributi fissi per le variazioni di potenza richieste dai clienti domestici (S7, S8, S9)

A2A ritiene che, se la decisione finale sarà di rendere strutturali le regole sperimentali oggi in vigore, si dovrà necessariamente e tempestivamente introdurre gli adeguati correttivi in termini tariffari prevedendo dei meccanismi volti al recupero dei minori ricavi ottenuti dai distributori per l'erogazione di tali prestazioni commerciali⁵. Inoltre, è opportuno integrare la regolazione tariffaria al fine di tenere conto di tale novità dato che, come noto, i contributi rappresentano – ai fini tariffari - delle poste negative che vanno a diminuire il capitale investito riconosciuto. In caso di restituzione di parte del contributo versato in caso di diminuzione della potenza contrattuale è quindi opportuno individuare un meccanismo, di facile applicazione, che vada a diminuire l'ammontare di contributi considerati ai fini tariffari. Un possibile metodo potrebbe essere quello di considerare annualmente, nelle raccolte dati RAB EE, l'ammontare **netto** dei contributi incassati nell'anno di riferimento, pari alla somma algebrica di quanto complessivamente incassato nell'anno e di quanto restituito, sempre nell'anno, agli utenti che si sono avvantaggiati della facoltà in analisi.

Si ritiene inoltre che i mezzi per aumentare la consapevolezza degli utenti relativamente a queste opportunità e, in generale, rispetto al complessivo funzionamento, commerciale ma non solo, del sistema elettrico sia imprescindibile una adeguata e pervasiva **campagna di comunicazione istituzionale** attraverso i media che maggiormente possono veicolare il messaggio agli utenti finali, soprattutto quelli non particolarmente attenti o interessati a queste modifiche ad alto contenuto tecnico⁶. Inoltre, si potrebbe prevedere una specifica sezione del **portale offerte**, nella fase di inserimento dei dati propedeutici al confronto delle offerte, in cui sia chiarita questa possibilità, i suoi benefici (con esempi numerici), le modalità per aderirvi e contenente dei consigli per individuare il livello di potenza ottimale per l'utente.

Revisione dei criteri di allocazione dei costi e razionalizzazione della disciplina delle connessioni dei punti attivi e passivi (S11, S12)

A2A ritiene necessario pervenire alla lungamente attesa revisione dei criteri di allocazione dei costi tra categorie di utenti e alla completa razionalizzazione della disciplina delle connessioni quanto prima. Questo anche per superare definitivamente il regime transitorio applicabile a particolari tipi di connessioni temporali che oramai è in vigore dal 2010 e che rappresenta un sussidio non più giustificabile e in violazione della regola della *cost reflectivity*.

Ammodernamento delle colonne montanti (S13, S14)

A2A, come noto, ritiene opportuno definire quanto prima il quadro regolatorio applicabile a tali tipi di interventi così da poter avviare le attività correlate e conseguenti.

A questo proposito, si ritiene che la proposta avanzata dall'Autorità, che dovrebbe avere un orizzonte temporale di almeno 3 anni alla luce della complessità delle attività

⁵ In quanto tali, esclusi dai servizi a tariffa come la distribuzione e misura. Al contrario, i costi sostenuti per l'erogazione di tali servizi trovano copertura in una corretta definizione dei relativi corrispettivi addebitati direttamente al richiedente del servizio stesso.

da effettuare da parte dell'operatore, sia condivisibile nell'impianto generale ma, allo stesso tempo, migliorabile in alcuni dettagli di primaria importanza.

Innanzitutto, si ritiene che gli **importi unitari** riconoscibili a fronte degli interventi di ammodernamento delle colonne montanti, con o senza centralizzazione dei misuratori, siano **sottostimati** per la parte relativa agli edifici ad alto pregio e, comunque, inferiori ai valori ritenuti congrui dagli operatori in base alle proprie esperienze operative. A tal proposito, si ritiene opportuno riallineare tali valori alle proposte degli operatori e delle proprie associazioni, così da rendere effettivamente interessanti per i condomini gli interventi proposti che, in caso contrario, rappresentando oltretutto un disagio un anche un costo, verrebbero declinati.

Inoltre, per realizzare interventi realmente *future proof*, si ritiene opportuno prevedere che la soluzione tecnica ottimale in qualsiasi fattispecie di rifacimento della colonna montante debba prevedere la **centralizzazione** dei misuratori e che il mantenimento degli stessi all'interno dei locali debba essere prevista solo come soluzione alternativa in casi di impossibilità tecnica di effettuare la centralizzazione. Tale previsione, maggiormente opportuna anche, tra le altre cose, a contenere le spese per l'installazione di un punto di ricarica per veicoli elettrici nei box condominiali, permetterebbe anche di minimizzare il rischio di dover effettuare lavori edili nel caso di successive richieste di aumento di potenza⁷.

È poi necessario introdurre ulteriori **meccanismi** per **spingere i condomini ad avvantaggiarsi** della possibilità offerta dalla regolazione. In questo senso, si propone di dare seguito alle proposte avanzate dall'Autorità nel DCO 331/2018/R/eel prevedendo l'**esclusione** dal riconoscimento degli **eventuali indennizzi** automatici per interruzioni senza preavviso dovute a guasti originati sulle colonne montanti vetuste non bonificate, nei casi in cui il condominio non abbia risposto positivamente alla proposta di rifacimento del distributore.

Con riferimento ai compiti in capo all'operatore, si ritiene **eccessivamente stringente** la **tempistica** prevista per il completamento dell'attività di **censimento** delle colonne montanti rientranti nel perimetro della sperimentazione, così come si ritiene **eccessivamente penalizzante** e sproporzionata rispetto alla mancanza sanzionata, la previsione di **completa esclusione** dal riconoscimento tariffario degli importi riconosciuti al condominio in caso di mancata conclusione dell'attività di censimento.

Censimento: tempistiche e costi

Anche tenendo conto delle difficoltà in cui può incorrere l'operatore nell'eseguire tali attività (ad esempio i tempi necessari a bandire una gara per svolgere il censimento), si ritiene opportuno **estendere il termine** ultimo almeno al 31 dicembre 2022, nonché chiarire che il **riconoscimento unitario** parametrico a copertura dei costi sostenuti per tale attività (€ 20, comunque sottodimensionato rispetto ai costi effettivi di un operatore efficiente) sia calcolato sulla base del **numero di colonne montanti** censite e non di condomini⁸; in caso contrario, infatti, l'importo sarebbe assolutamente **inadeguato** a coprire i costi sostenuti a causa della presenza, soprattutto nelle aree cittadine, di moltissimi condomini alimentati da più colonne montanti. Inoltre, i dati oggetto di censimento – anche considerando l'importo unitario riconosciuto - dovrebbero avere un livello di dettaglio **inferiore** rispetto a quelli utilizzati ai fini dell'accordo tra

⁷ A tal proposito, infatti, si ritiene molto difficoltoso rispettare il vincolo di cui all'art.134quater 3 lettera o) in assenza di centralizzazione.

⁸ A tal proposito, si rileva infatti una incongruenza tra il testo dell'articolato (cfr.art.134.novies 3) e del testo del documento (cfr. paragrafo 12.7).

distributore e condominio, in particolare per quanto riguarda il **numero** degli **utenti** alimentati dalla colonna e la loro **suddivisione** tra utenti **domestici** e **non domestici**.

Penalizzazione

Trattandosi di una fase sperimentale, non si condivide la previsione di penalizzazioni quali quelle previste all'art 134septies.3. Qualora si ritenesse davvero necessario introdurre forme di penalizzazione, queste dovrebbero essere accompagnate da una **adeguata gradualità**, prevedendo eventualmente **penalizzazioni progressive** sull'ammontare riconosciuto a copertura dei costi legati all'attività di censimento a fronte del mancato rispetto, al 31.12.2022, di **soglie predefinite** di completamento dell'attività di censimento; si ritiene inoltre opportuno prevedere delle **franchigie** e **casi di esclusione** dal calcolo di tali soglie di colonne montanti non censite per cause di forza maggiore/comunque non dipendenti dal distributore.

Similmente, si ritiene **fortemente disincentivante** l'eccezione introdotta dall'art. 134octies lì dove prevede che, in caso sia il distributore a effettuare anche le opere edili, il riconoscimento sia limitato **convenzionalmente** a quanto previsto in caso di **basso livello** di pregio dello stabile, a prescindere dall'effettivo livello dello stesso. Ciò, di fatto, renderebbe tale opzione, potenzialmente molto valida per il condominio che in questo modo avrebbe una unica controparte, di fatto **impercorsibile** così da limitare di molto l'efficacia dell'intero impianto regolatorio.

Con riferimento a quanto previsto agli artt. 134sexies.5 e 134sexies.6, si ritiene opportuno precisare che, in caso di accertamento di violazione da parte del condominio, l'eventuale restituzione di tutto o parte dell'importo riconosciuto al condominio avverrà senza il coinvolgimento del distributore.

Infine, subito dopo l'avvio della sperimentazione si ritiene opportuno istituire un gruppo di lavoro finalizzato, tra l'altro, a definire i contenuti di dettaglio e le modalità di compilazione delle raccolte dati periodiche previste dalla regolazione stessa e che, in caso di una mancata analisi di dettaglio sulla significatività di alcuni dati e di un criterio di compilazione comune a tutti gli operatori, potrebbero risultare eccessivamente onerose per gli operatori e scarsamente informative per l'Autorità.

LA RICARICA DEI VEICOLI ELETTRICI

Con riferimento agli orientamenti dell'Autorità in materia di ricarica dei veicoli elettrici, A2A esprime apprezzamento verso quanto proposto nel presente documento di consultazione. In particolare, si ritiene utile, in un settore che diventerà, viste le stime di diffusione dei veicoli elettrici presentate nel PNIEC, sempre più rilevante per il sistema elettrico, l'istituzione di appositi *focus group* e ulteriori confronti con gli *stakeholder* per la definizione di un quadro regolatorio condiviso e coerente con gli obiettivi di politica energetica e ambientale del Paese e che supporti lo sforzo necessario per il rafforzamento della rete affinché sia in grado di soddisfare pienamente, in sicurezza e continuità, le richieste di queste particolari utenze⁹. Tali approfondimenti saranno necessari in quanto le ipotesi di lavoro, sia per la ricarica in luoghi pubblici sia in luoghi privati, presentano numerosi aspetti che dovrebbero essere ulteriormente chiariti, definiti e adeguatamente strutturati affinché la regolazione sia efficace nell'obiettivo prefissato di diffusione, grazie anche ad una rete adeguatamente dimensionata, della mobilità elettrica.

⁹ Che presentano profili di prelievo concentrati sia da un punto di vista geografico che temporale

A tal fine si auspica che le ipotesi di lavoro presentate, e le altre che eventualmente emergeranno dal confronto con gli *stakeholder*, non debbano essere considerate mutuamente esclusive ma possano trovare piena efficacia nella loro adozione congiunta.

Ricarica dei veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico (S15, S16, S17)

La ricarica dei veicoli elettrici in luoghi pubblici è elemento fondamentale per la diffusione della mobilità elettrica, soprattutto nei grandi centri abitati in cui i proprietari di auto elettrica non sempre hanno a disposizione un box in cui poter ricaricare il veicolo. A tal fine, risulta necessario, tramite molteplici interventi, facilitare la diffusione delle colonnine di ricarica, anche tramite provvedimenti che abbiano un orizzonte temporale definito.

Pertanto, si ritiene utile la proroga, per il nuovo periodo tariffario, della tariffa BTVE, in quanto tale tariffa – monomia e completamente variabile – rende, nella fase iniziale di sviluppo del settore, maggiormente attraente la realizzazione di stazioni di ricarica in luoghi pubblici, stante anche l'incertezza rispetto al numero di ore di utilizzo.

Con riferimento all'ipotesi di lavoro n° 2 – Tariffa “time-of-use”, A2A concorda con quanto proposto. Si suggerisce di prendere in considerazione, per un periodo di tempo limitato – relativo allo sviluppo iniziale e fino a quando i volumi prelevati resteranno sufficientemente contenuti –, l'ipotesi di prevedere agevolazioni tariffarie anche in fascia F1 ed F2, ferma restando un'agevolazione maggiore, come suggerita dall'Autorità, in fascia F3, con i conseguenti benefici in termini di utilizzo bilanciato del sistema elettrico e di risparmio per il consumatore. In tale ottica, nelle fasce F1 e F2 si propone di applicare la BTVE ridotta almeno del 25% rispetto a quanto attualmente vigente, mentre nella fascia F3, come previsto dell'Autorità, verrebbe applicata la tariffa BTIP.

A2A esprime particolare apprezzamento per l'ipotesi di lavoro n° 4. La possibilità di sviluppare sin da ora dei progetti pilota tramite i quali i distributori possano sviluppare un proprio *know-how*, tanto a livello operativo che di organizzazione/processi, in materia di approvvigionamento di risorse di flessibilità, garantirà maggior sicurezza nella gestione delle reti di distribuzione, fondamentali in un sistema sempre più decentrato e in cui, pertanto, il ruolo del distributore sarà sempre più rilevante. Inoltre, tale proposta è coerente con le proposte avanzate dalla stessa Autorità nel DCO 322/2019 in materia di riforma del dispacciamento elettrico.

Infine, si suggerisce di valutare l'adozione di un processo di preventivazione ad hoc nel caso di richiesta di connessione di punti di ricarica su suolo pubblico, in particolare nei casi in cui l'ente locale abbia previsto strumenti di pianificazione per l'installazione delle colonnine. Nella prassi, infatti, non è raro il caso di ricezione di richieste da parte di soggetti che non sono ancora titolati a realizzarla: in questi casi si ha un fenomeno di “overbooking” di richieste ed in alcuni casi ciò può comportare l'impossibilità per il distributore di garantire la stessa soluzione di connessione a tutti i soggetti che fanno richiesta per uno stesso punto di ricarica.

Ricarica dei veicoli elettrici in luoghi privati (S18, S19, S20)

Per quanto riguarda la ricarica dei veicoli elettrici in luoghi privati, A2A condivide in linea generale quanto proposto dall'Autorità ma rileva la necessità di ulteriori approfondimenti, vista la complessità che può derivare dall'implementazione di alcune delle soluzioni previste.

Con riferimento all'ipotesi di lavoro n° 5, A2A condivide la possibilità di estendere la tariffa domestica residenti ai punti di prelievo presso i box per i quali è dimostrabile la pertinenza all'abitazione di residenza e la tariffa domestica non residenti per i punti di prelievo presso box non di pertinenza ma per cui è dimostrabile che il proprietario del box sia anche proprietario dell'auto elettrica. Tale ipotesi, condivisibile in quanto previene l'insorgenza di comportamenti opportunistici, impone eccessivi oneri di verifica alle imprese di vendita. Per non caricare tali imprese di queste verifiche, potrebbe essere prevista la condivisione automatica delle informazioni tra i vari enti coinvolti, ad esempio utilizzando le informazioni già a disposizione da Enti Pubblici, come ad esempio il Portale dell'Automobilista o il Pubblico Registro Automobilistico (PRA)^[1]. Ad ogni modo, la soluzione prescelta – anche a valle di un confronto con tutti gli stakeholder coinvolti – dovrebbe essere tale da escludere la possibilità di abusi da parte di alcuni utenti pur mantenendo il necessario grado di flessibilità¹⁰.

Infine, si ritiene condivisibile anche l'ipotesi di lavoro n° 6: a tal proposito, va specificato che l'aumento di potenza reso disponibile in fascia F3 non comporti un esborso maggiore, in termini di tariffa, rispetto a quanto previsto attualmente per la potenza installata. Si ritiene comunque opportuno approfondire alcuni aspetti tecnici correlati a tale proposta. In particolare, si segnalano i seguenti punti: (i) in caso di misuratore monofase, l'aumento della potenza proposto è possibile fino a una potenza contrattuale di 6 kW; oltre tale limite la potenza resa disponibile a seguito della proposta dell'Autorità si avvicinerebbe eccessivamente al limite tecnico di tale misuratore (circa 14 kW). In caso di utenti con potenza contrattuale già di 6 kW che vogliano avvalersi della possibilità in analisi sarà quindi necessario procedere con la sostituzione del misuratore monofase con uno trifase, con la necessaria – e preliminare – verifica in loco da parte del distributore della fattibilità tecnica dell'intervento e, eventualmente, a valle della modifica dell'impianto interno dell'utente (per renderlo idoneo all'installazione del misuratore trifase); (ii) Nel caso degli *smart meter* 2G le fasce orarie sono liberamente configurabili dal venditore e, di conseguenza, in caso di misuratori 2G con fasce configurate diversamente dalla configurazione di *default* il distributore, fermo restando quanto detto in precedenza, potrà applicare la proposta dell'Autorità solo nel caso in cui parte delle fasce così come configurate dal venditore siano sovrapponibili all'attuale F3¹¹.

Tale proposta, come già chiarito in precedenza, dovrebbe essere comunque considerata sinergica ad altre e, in particolare, alla ipotesi di lavoro numero 5.

^[1] In particolare, a partire dalla targa dell'automezzo è possibile individuare l'alimentazione e verificare l'intestatario.

¹⁰ Ad esempio, permettere di gestire correttamente casi in cui il box sia intestato a un membro del nucleo familiare e l'EV ad un altro o i casi in cui i veicoli elettrici siano più di uno.

¹¹ O comunque in un periodo temporale unico a livello nazionale coincidente con un basso carico sulla rete.