

COMMENTI E OSSERVAZIONI AL DOCUMENTO PER LA 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.

Al fine di evidenziare concretamente l'impatto delle misure proposte in consultazione, nel seguito del documento sarà data puntuale indicazione della stima dell'impatto di tali misure sul principale operatore della distribuzione elettrica del Gruppo A2A. **Data la sensibilità di tali valutazioni, si chiede di mantenerne la riservatezza ai sensi dell'art. 13, co. 7, del D.P.R. n. 217/98. Di conseguenza, si chiede che tali informazioni, indicate in colore grigio e tra parentesi [...], siano sottratte alla eventuale divulgazione a qualsiasi soggetto terzo.**

Premessa

Con il Documento per la Consultazione 481/2019/R/eel (di seguito: il Documento), l'Autorità illustra i propri orientamenti finali in merito agli aggiornamenti infraperiodo della regolazione tariffaria relativa ai servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, così come previsto dalla delibera 654/2015/R/eel e in coerenza con le linee guida definite dalla delibera 126/2019/R/eel di avvio al procedimento di aggiornamento, tenuto conto, anche, delle osservazioni pervenute dagli operatori nell'ambito del precedente documento di consultazione 318/2019/R/eel, con particolare riferimento all'attività di distribuzione e misura.

In termini generali, gli interventi proposti da ARERA in questa seconda fase consultiva sembrano in parte scontare una certa "reticenza" ad incardinare nell'ambito dell'aggiornamento regolatorio infraperiodo criteri tariffari idonei a supportare adeguatamente la fase di significativo cambiamento che sta interessando il sistema di distribuzione dell'energia elettrica.

In particolare, si cita l'avvio dei piani di messa in servizio dei **misuratori di seconda generazione** (2G), attività che sta gradualmente coinvolgendo diversi operatori. Tale tecnologia, che per il Regolatore presuppone il raggiungimento di livelli di *performance* sostanzialmente superiori rispetto a quelli ottenibili dagli apparati di misurazione attualmente in esercizio, rappresenta certamente un vero e proprio **cambio di paradigma** nella gestione complessiva dell'attività di raccolta e validazione dei dati di misura, con impatti notevoli soprattutto sui necessari strumenti informativi a supporto che, tuttavia, la vigente regolazione **non coglie pienamente**, con specifico riferimento ai **costi operativi sorgenti**.

Inoltre, la **transizione energetica** attualmente in atto, sempre più orientata ad una **crescente penetrazione del vettore elettrico** comporta necessariamente l'adozione da parte dei distributori non solo di un **nuovo approccio alla pianificazione dei propri interventi** di sviluppo ma anche una modalità di **valutazione maggiormente innovativa** circa gli strumenti oggi a disposizione per migliorare sia il servizio per gli utenti finali sia la resilienza dell'infrastruttura elettrica.

Si pensi, a titolo esemplificativo, all'**erogazione di servizi di flessibilità utili a ridurre elevate punte di carico della rete**, soprattutto in contesti di necessità, quali le aree metropolitane caratterizzate da problemi di congestioni derivanti dalla sempre più diffusa presenza di colonnine per ricarica della mobilità elettrica, da contemporaneità dei prelievi in determinate ore della giornata, da sistemi di climatizzazione, ecc.. Quanto sopra descritto comporta l'evidente necessità di individuare i migliori strumenti – anche tariffari – per favorirne l'implementazione, anche eliminando eventuali vincoli oggi esistenti.

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, giova ribadire che, per fornire agli operatori trasparenza informativa e certezza in termini di livello di remunerazione garantito ai propri progetti di investimento, sia necessario **rendere noti** ai singoli distributori **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 anche inadeguato agli sviluppi della regolazione verso un approccio TOTEX o comunque innovativo, come ad esempio quello applicabile per i sistemi di *smart metering* 2G.

Suddetta condizione di **asimmetria informativa** è riscontrabile anche a livello di aggregato di settore: si sottolinea infatti che gli **ultimi valori pubblicamente disponibili, con separata evidenza delle componenti a copertura della remunerazione del capitale, degli ammortamenti e dei costi operativi, risalgono ormai al 2016¹**.

La disponibilità di numeriche su base settoriale, sufficientemente aggiornate, potrebbe quantomeno consentire ai distributori, in primo luogo, di effettuare un'analisi di benchmarking rispetto alle proprie stime del vincolo tariffario e conseguentemente di calibrare in maniera più opportuna specifiche azioni gestionali tese ad una maggiore ottimizzazione ed efficientamento di quelle voci di bilancio puntualmente correlabili ai ricavi riconosciuti.

A ulteriore sostegno della richiesta di avere maggiore *disclosure* da parte del Regolatore, si cita a titolo esemplificativo la recente raccolta dati avviata da ARERA lo scorso fine agosto, contestualmente al DCO 318/2019/R/eel, relativa ai costi operativi effettivi e a specifiche voci di ricavo di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo 2016-2018.

Data la quantità di informazioni che i distributori sono chiamati a fornire periodicamente all'Autorità, si ritiene **auspicabile la predisposizione sul sito Internet del Regolatore di una sezione riservata**, con accesso limitato a soggetti possessori di specifica password, **destinata alla pubblicazione di dati sia fisici che economici relativi all'attività di distribuzione e misura dell'energia elettrica**. L'avvio di tale portale potrebbe essere preceduto da un fase di confronto tra Autorità, distributori e le varie Associazioni al fine di determinarne la forma di esposizione delle numeriche più efficace (eventualmente anche aggregata), nonché la periodicità di aggiornamento.

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

Alla luce della rimodulazione più o meno radicale nell'impostazione applicativa di alcuni criteri tariffari formulati nella precedente consultazione, la scrivente Società è portata a ritenere che le osservazioni pervenute dagli operatori nel corso della prima fase di consultazione siano state giudicate fondate e condivisibili dall'Autorità, la quale pare aver correttamente ponderato i riflessi "tendenzialmente discriminatori" che alcune prescrizioni avrebbero comportato nei confronti dei diversi distributori.

Sembra tuttavia opportuno evidenziare alcuni profili di criticità che ancora permangono in taluni interventi regolatori messi in consultazione attraverso questo Documento,

¹ Delibera 654/2015/R/eel (Appendice A1 della Relazione A.I.R.)

fornendone, ove possibile, una quantificazione dell'impatto economico per A2A e cercando, contestualmente, di apportare anche un fattivo contributo analitico.

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

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.

Specificità per il servizio di misura

Con specifico riferimento alla perimetrazione dei costi operativi relativi all'attività di misura, giova sottolineare nuovamente la fondamentale importanza di definire, in una logica TOTEX², un metodo adeguato per il riconoscimento dei **costi operativi sorgenti – e ricorrenti - netti** derivanti dal passaggio ai nuovi sistemi di **smart metering 2G**, per i quali l'Autorità ha al momento previsto solo ulteriori approfondimenti, confermando, d'altro canto, l'applicazione del criterio basato su logiche medie di settore senza considerare il parametro dimensionale.

Il passaggio dal 1G al 2G rappresenta, infatti, 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**. Si aggiunga anche il fatto che l'ammontare di questi costi, la cui natura è sostanzialmente connessa all'acquisto o alla predisposizione di asset immateriali, non è proporzionale al numero di POD serviti. Pertanto non risulta significativo la loro rappresentazione unitaria.

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.

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

² La Delibera 646/2016/R/eel al punto 2 aveva infatti previsto che “a partire dall'anno 2020, il riconoscimento dei costi dei sistemi di smart metering di seconda generazione per la misura dell'energia elettrica in bassa tensione per le imprese distributrici che servono oltre 100.000 punti di prelievo sia effettuato sulla base di criteri fondati sulla spesa totale (Totex)”.

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 (S2)

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 attraverso un meccanismo di profit *sharing* simmetrico. L'applicazione, prospettata nel precedentemente Documento di consultazione, di un criterio asimmetrico avrebbe certamente ridotto ulteriormente il costo riconosciuto nel NPR2, con un impatto negativo sulla marginalità dei distributori e, quindi, in ultima analisi, sulla disponibilità finanziaria a sostegno dei loro piani di sviluppo. Nel definire l'ammontare di tale trasferimento, l'Autorità deve però tenere in considerazione i seguenti aspetti.

Riconoscimento in modo trasparente dell'incremento dei costi operativi legato all'incremento annuo dei POD (c.d. "effetto volume")

Si ritiene rilevante sottolineare la necessità che l'aggiornamento annuale dei costi operativi riconosciuti tenga conto dell'eventuale **incremento annuo dei POD serviti, per categoria contrattuale (bassa, media, alta e altissima tensione)**, di cui il distributore fornisce puntuale comunicazione all'Autorità in occasione della raccolta dati RAB. [omissis].

Stante l'asimmetria informativa diffusamente sopra evidenziata, non vi è infatti alcuna certezza per gli operatori se e in quale misura l'Autorità consideri l'evoluzione negli anni delle variabili di scala proprie della singola impresa distributrice.

Il mancato riconoscimento dell'incremento degli Opex legato all'aumento dei POD serviti andrebbe di fatto ad incrementare ulteriormente e, per così dire, in modo distorsivo, l'obiettivo di efficientamento determinato dall'X-Factor.

Mancata copertura dei costi derivanti dal meccanismo dei certificati bianchi

Sebbene al paragrafo 4.8 del Documento in analisi l'Autorità affermi di non ravvisare *“la necessità di prevedere trattamenti specifici in relazione ai c.d. costi incrementali o sorgenti ossia costi connessi a nuovi compiti o a incremento delle attività svolte rispetto all'anno preso come riferimento per la valorizzazione del costo effettivo”*, si ritiene quanto mai opportuno che sia nella definizione del livello iniziale dei costi operativi riconosciuti che nella valutazione delle maggiori efficienze conseguite, ARERA tenga in dovuta considerazione uno dei principali elementi che, di fatto, sta già erodendo la marginalità ottenuta dagli operatori pur in presenza di un loro continuo sforzo di efficientamento delle 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 non facente parte delle 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.

La gestione di tale onere finalizzata al contenimento del suo impatto a Conto Economico da parte dei distributori attraverso le normali strategie di approvvigionamento ad oggi consentite (mercato organizzato del GME, contratti bilaterali e titoli “virtuali” emessi dal GSE) risulta sempre più inficiata dall’“entropia regolatoria e legislativa”, evidenziatasi in misura crescente in questi ultimi anni (dal D.M. 28/12/2012 al D.M. Correttivo del 10/05/2018) e che ha comportato rilevanti modifiche alle regole di funzionamento del meccanismo incentivante in oggetto³.

A titolo esemplificativo della condizione sopra descritta, si cita la **recente sentenza del Tar Milano n. 02538/2019** del 28 novembre 2019, che, accogliendo i ricorsi di Acea e Italgas, ha ritenuto illegittimo il livello massimo di 250 € imposto al contributo tariffario sui Tee da riconoscere ai distributori, in quanto in tal modo il Decreto correttivo Mise/Minambiente di maggio 2018 ha “svuotato di effettività e di significanza la *potestas* regolatoria di Arera”.

I giudici del Tribunale Amministrativo, non esprimendosi in merito né alle perdite sofferte dai distributori per effetto del tetto imposto ex lege né sull'impalcatura legislativa del Decreto, **determinano un *vacuum* normativo** che l'Autorità dovrà quanto prima colmare al fine di preservare l'equilibrio economico-finanziario delle imprese distributrici, anche in ottica retroattiva (ossia, attraverso eventuali conguagli a seguito della rideterminazione del valore del contributo tariffario 2018).

Come noto, infatti, l'esborso sostenuto dagli operatori non risulta adeguatamente coperto dal contributo tariffario, i cui parametri definitivi (prezzi medi del mercato organizzato del GME e prezzi dei contratti bilaterali) così come il succitato valore massimo non lo rendono sufficientemente capiente a fronte di un mercato “corto” e da obblighi che presentano una traiettoria crescente fino al 2020.

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, primi tra i quali quelli derivanti dal meccanismo dei TEE sopra descritto, che pure esistono e sono in **gran parte incompressibili**.

Pertanto, anche nell'ambito dell'attività di distribuzione elettrica, in linea con la posizione già espressa da A2A nelle Osservazioni al DCO 410/2019/R/Gas, si ritiene che, in merito ai costi connessi al meccanismo dei TEE, siano ragionevolmente

³ Per un maggiore approfondimento sulle dinamiche di mercato e di prezzo dei TEE, si rimanda alle Osservazioni inviate da A2A in occasione della consultazione al Documento 410/2019/R/Gas (cfr. Osservazioni al punto S1).

riscontrabili **condizioni richieste ai fini dell'attivazione del cosiddetto Y-Factor**, almeno per quanto attiene agli anni d'obbligo 2018 e 2019.

[omissis].

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.

Criteri per il riconoscimento dei costi relativi ai canoni di *leasing* operativo (S.3)

Alla luce delle significative implicazioni sul dimensionamento dei ricavi riconosciuti evidenziate, nel corso della consultazione al DCO 318/2019/R/eel, soprattutto da quei distributori che non adottano i principi contabili internazionali, si esprime apprezzamento per il fatto che l'Autorità abbia ritenuto opportuno di non dare seguito nel NPR2 all'applicazione delle **disposizioni di cui al principio contabile IFRS 16 in materia di leasing/noleggi/affitti**.

Si sarebbe, infatti, generata una **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, considerando oltretutto che i costi effettivi rilevanti ai fini tariffari desumibili dai Conti Unbundling 2018 – anno di riferimento per la quantificazione del COR₂₀₂₀ - non risentono dell'obbligo di recepimento dell'IFRS 16.

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

Con riferimento all'intervento avanzato dall'Autorità nel precedente documento di consultazione relativa all'adozione di un meccanismo di *sharing* degli eventuali ricavi netti derivanti dall'utilizzo dell'infrastruttura elettrica per finalità ulteriori al servizio elettrico, in termini generali si ritiene condivisibile sia la necessità espressa dal Regolatore di effettuare ulteriori approfondimenti in merito alla modalità applicativa del meccanismo di *sharing* sia la scelta di applicare in sede di perequazione annuale un *floor* al peso di suddetti ricavi rilevato nel 2018 rispetto alla quota del vincolo annuo a copertura dei costi totali per il servizio di distribuzione.

Tuttavia, preme sottolineare che:

- i. la volontà espressa da ARERA di parametrare in maniera statica ai ricavi 2018 la determinazione della soglia dello 0,5% potrebbe risultare distorsiva, dal momento che l'attività di "co-locazione" della fibra ottica sulla rete elettrica e i relativi effetti economici risultano in genere essere discontinui nel corso del tempo,
- ii. la carenza informativa, già più volte menzionata nel corso del Documento, a cui è condizionato il singolo distributore, relativamente alla quantificazione delle componenti dei ricavi ammessi rende difficile qualsiasi valutazione circostanziata e puntuale sull'eventuale impatto derivante da questa nuova impostazione dell'intervento.

Inoltre, alla luce della perimetrazione indicata da ARERA circa i ricavi netti in analisi, che ha incluso, oltre a quelli forniti agli operatori attivi nel settore delle telecomunicazioni, anche gli "altri servizi", **sarebbe auspicabile ricomprendere in**

tale insieme i cosiddetti servizi *intercompany*, ossia quelli offerti dall'impresa distributrice alle altre società del Gruppo (anche riconducibili ad *asset* immateriali, come quelli di tipo organizzativo o relativi al servizio di Pronto Intervento), sebbene non prettamente connessi all'attività core della distribuzione elettrica.

Riconoscimento costi per eventi meteorologi eccezionali (S6)

A2A, pur condividendo il criterio individuato dall'Autorità a cui assoggettare il riconoscimento tariffario dei costi sostenuti da un distributore per far fronte ad eventi meteorologi eccezionali, **ritiene opportuno sottoporre alla valutazione del Regolatore l'opzione di rivedere la soglia del 15% dei ricavi dell'attività di distribuzione riducendola al 3-5%, o meglio ancora, parametrarla ai soli ricavi riconosciuti a copertura dei costi operativi della distribuzione.**

La percentuale individuata da ARERA potrebbe infatti risultare eccessivamente penalizzante e non idonea a salvaguardare l'equilibrio economico finanziario non solo delle piccole imprese distributrici ma anche di quelle grandi.

Effetti del riconoscimento della perequazione specifica aziendale sul livello dei costi operativi riconosciuti (S7)

A2A concorda con l'impostazione regolatoria prospettata da ARERA nel Documento. Tuttavia si reputa necessario un chiarimento in merito al punto 11.5, nella parte in cui si afferma che nel NPR2 (e quindi dal 2020) sarà prevista *“la rimozione della modulazione dei costi operativi riconosciuti nei casi in cui sia negativa”*. Alla luce di quanto esposto nel documento, A2A ha pertanto interpretato che già dal 2020 il riconoscimento dei costi operativi avverrà senza l'applicazione del fattore di ponderazione negativo (c.d. k_m^{op} PSA) con un impatto positivo sul vincolo dei ricavi.

Perimetrazione dei costi operativi riconosciuti per il servizio di misura (S9)

Relativamente a questo tema si rimanda alle osservazioni riportate allo spunto S1 al paragrafo ***Specificità per il servizio di misura***.

Stima impatto

Sulla base delle proposte illustrate nel documento in tema di determinazione e aggiornamento dei costi operativi riconosciuti, ipotizzando una riduzione del COR_{2020} della distribuzione elettrica per effetto di un X-factor più sfidante e il riconoscimento o meno dei costi operativi “sorgenti” correlati al piano di installazione dei misuratori 2G, [omissis.]

ALTRI ELEMENTI DI REGOLAZIONE IN CONSULTAZIONE

Criteri di riconoscimento dei crediti inesigibili (S15)

Pur apprezzando lo sforzo dell'Autorità di trovare una soluzione al tema della morosità sui corrispettivi di rete, si ritiene opportuno proporre alcune modifiche che, a nostro avviso, migliorerebbero ulteriormente l'efficacia dell'intervento regolatorio.

In primo luogo, si considera l'utilizzo della base annuale per fissare la soglia di crediti inesigibili una **finestra temporale eccessivamente limitata per riuscire a garantire la coerenza con la natura pluriennale di tale tipologia di crediti.**

A tal proposito si rimanda anche alla consolidata prassi contabile per la valutazione dei crediti in ragione del loro valore presumibile di realizzazione (cfr. principio contabile

OIC15⁴), che tra le metodologie ammesse al fine di determinarne le perdite per inesigibilità, prevede anche il **c.d. metodo forfettario**. Questo procedimento si basa sull'identificazione del trend storico di riferimento (numero di anni) e del parametro da utilizzare, di norma correlato a quei ricavi in cui si è manifestata l'incertezza sull'incassabilità dei crediti. Tale impostazione porta alla definizione di una percentuale media di incidenza delle perdite, da applicare successivamente ai ricavi dell'esercizio in analisi.

Ad ulteriore supporto di quanto sopra esposto, si segnala anche che lo stesso *unpaid ratio*, parametro monitorato dal Regolatore nel settore della vendita di energia elettrica, viene valutato a fini perequativi su un arco temporale di 24 mesi.

Si suggerisce pertanto a codesta Autorità di rimodulare il criterio descritto nel Documento, considerando **un arco temporale su cui stabilire la percentuale soglia almeno pari a tre o cinque anni, aggiornabile su base rolling**.

In secondo luogo, si ritiene l'applicazione di una franchigia del 10% una limitazione non dovuta a fronte di comprovate e certificabili azioni legali già esperite dal distributore finalizzate al recupero degli oneri di rete non riscossi. Inoltre, la definizione di una soglia minima per l'accesso al meccanismo di reintegro, stante le modifiche di calcolo precedentemente menzionate, sembra, a nostro avviso, costituire un indicatore oggettivo e sufficientemente valido del danno economico sopportato dall'impresa distributrice.

Alla luce di quanto sopra esposto e in linea con quanto previsto dalla Delibera 50/2018/R/eel, si richiede la completa copertura dei crediti inesigibili in oggetto.

Promozione delle aggregazioni tra imprese distributrici

A2A ribadisce la piena condivisione dell'obiettivo che l'Autorità intende perseguire con le proposte in analisi, pur prendendo atto dell'indisponibilità del Regolatore a rimodulare in misura più incisiva gli incentivi offerti e ad estenderli anche ad operazioni di aggregazioni che coinvolgono operatori di grandi dimensioni.

Con riferimento al "contratto di rete" quale modalità di aggregazione individuata da ARERA come applicabile anche a soggetti con caratteristiche peculiari come, ad esempio, Consorzi e Cooperative, si ritiene necessario un chiarimento interpretativo relativamente al paragrafo 19.10 del Documento. La scrivente Società, nello specifico caso, è portata a ritenere che possa venir meno **l'obbligo di conferire il proprio titolo concessorio in un soggetto giuridico indipendente appositamente creato** a fronte della condizione di mettere *"a fattor comune i servizi centralizzati"* e che *"il soggetto risultante dall'operazione di aggregazione si configuri a tutti gli effetti come unico soggetto nei confronti dell'Autorità"*.

Qualora dovesse essere confermata tale apertura e flessibilità da parte dell'Autorità, verrebbe meno un vincolo che, a livello teorico, potrebbe scoraggiare gli eventuali contraenti.

Un elemento che porterebbe a 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.

Infine, con riferimento alle iniziative tese alla **promozione della completa unificazione della rete di trasmissione nazionale** definite da ARERA nell'ambito del DCO 337/2019/R/eel, si ribadiscono le osservazioni veicolate dalla scrivente Società in risposta al suddetto documento di consultazione.

⁴ Fonte: Organismo Italiano di Contabilità (<https://www.fondazioneoic.eu/?cat=14>)

In particolare, preme confermare la posizione in base alla quale si reputa necessario prevedere esplicitamente l'**applicazione dei meccanismi incentivanti anche in caso di acquisizione, da parte di Terna, del controllo della società proprietaria del tratto di RTN**. Infatti, si deve ricordare che spesso i soggetti oggi proprietari di RTN (es. SEASM) non hanno un unico socio e questo potrebbe creare evidenti ostacoli all'operazione di cessione a Terna del mero asset di proprietà della società.

Al contrario, in caso di cessione a Terna della quota di controllo della società proprietaria del bene, favorita dal meccanismo di incentivazione proposto dall'Autorità, aumenterebbero notevolmente le probabilità di una completa riunificazione della RTN, dato che Terna avrebbe il pieno controllo del veicolo proprietario e, di conseguenza, anche il pieno controllo operativo dell'asset di rete.

Criteri di valorizzazione dei costi di capitale relativi ai misuratori per le imprese che non avviano sistemi di *smart metering* di seconda generazione (S16)

Non si hanno osservazioni a riguardo.

Contributi fissi per le variazioni di potenza richieste dai clienti domestici (S17)

A2A esprime apprezzamento per la decisione dell'Autorità di non dar seguito alla posizione espressa nelle precedente consultazione di rendere strutturali le agevolazioni attualmente in essere per i clienti domestici, ritenendo condivisibile la loro proroga per ulteriori quattro anni e la contestuale attivazione nel 2020 di misure perequative a ristoro dei mancati ricavi da parte dei distributori.

La precedente impostazione dell'intervento regolatorio di tipo strutturale, a nostro giudizio, avrebbe infatti comportato delle integrazioni *ad hoc* alla regolazione tariffaria al fine di tenere in debita considerazione l'impatto dei contributi sul capitale investito riconosciuto, nel caso di incasso (posta negativa a riduzione della RAB) o di restituzione qualora fosse richiesta una diminuzione della potenza contrattuale (individuazione da parte di ARERA di un meccanismo, di facile applicazione, a diminuzione dell'ammontare dei contributi considerati ai fini tariffari).

Si rinnova, inoltre, il tema della necessità di attuare un'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 tecnico. 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.

Corrispettivi per l'energia reattiva per clienti in alta e altissima tensione (S18, S19, S20)

A2A esprime la propria contrarietà all'orientamento proposto nell'Appendice B relativamente ai nuovi livelli di fattore di potenza imposti per le imprese distributrici ed in particolar modo al livello minimo del fattore di potenza dell'energia reattiva immessa posto pari ad 1 (B6 b)) che, di fatto, impone alle imprese distributrici di non immettere in nessun momento energia reattiva sulla RTN.

Tale imposizione non tiene conto del fatto che **le reti di distribuzione in ambiti urbani sono prevalentemente realizzate con linee in cavo** (in alcuni casi fino al 99% della rete), sia per motivi tecnici ma soprattutto a causa di vincoli urbanistici che non permettono nessun altro tipo di realizzazione dell'infrastruttura. Come ben noto l'effetto capacitivo delle linee realizzate in cavo comporta necessariamente un elevato contributo di energia reattiva.

Si consideri inoltre che in ambiti non urbani, al fine proprio di aumentare la resilienza della rete di distribuzione a fronte di eventi climatici estremi (manicotti ghiaccio e caduta alberi), le imprese distributrici stanno investendo nella cavizzazione delle linee aeree, andando inevitabilmente incontro ad un aumento dell'energia reattiva capacitiva.

Si aggiunga poi che la proposta andrebbe a **penalizzare fortemente le imprese distributrici che hanno scelto** negli anni passati **di esercire la rete ad un livello di tensione maggiore rispetto allo standard (23kV anziché 15kV)** con l'obiettivo di ridurre in modo importante le perdite di rete.

Inoltre si segnala che, se per gli utenti connessi alla rete in alta o altissima tensione la modifica del prelievo/immissione di energia reattiva può essere eseguita con semplici accorgimenti impiantistici, per il distributore le complicazioni sono molto maggiori sia a causa della grande vastità della rete (migliaia di km) sia a causa del profilo del carico che non è sotto il proprio controllo.

Pertanto, per poter garantire un prelievo/immissione di energia reattiva come delineato dall'Appendice B, **sarebbe necessario eseguire importanti investimenti sulla rete di distribuzione che in ogni caso non potrebbero essere realizzati entro la fine del 2020 ma necessiterebbero di una programmazione pluriennale.**

Tutto ciò premesso, A2A, con riferimento all'Appendice B, propone di:

1. modificare il paragrafo B22 a) nel seguente modo: *“livello minimo del fattore di potenza dell'energia reattiva mensile prelevata dalle imprese distributrici e dai clienti finali nelle fasce F1 e F2, pari a 0,9”;*
2. eliminare il paragrafo B22 b) o in alternativa di modificare il medesimo paragrafo nel seguente modo: *“livello minimo di fattore di potenza dell'energia reattiva mensile immessa da parte delle imprese distributrici e dei clienti finali pari a 0,9 in tutte le fasce orarie”.*

Per quanto riguarda gli importi dei corrispettivi, A2A segnala come, a fronte di una diminuzione del 33% dell'energia reattiva scambiata tra utenti e rete rilevante, i costi sostenuti da Terna siano raddoppiati rispetto al 2014.

Quanto sopra mostra come la scelta di un anno test sia particolarmente complicata e potrebbe portare ad una distorsione nel meccanismo di determinazione degli importi dei corrispettivi. Inoltre evidenzia un legame non lineare tra l'energia reattiva scambiata ed i costi sostenuti da Terna, suggerendo che ci siano altri fattori non trascurabili (aree geografiche, periodi della giornata, livello di tensione, etc) che legano energia reattiva ed oneri di dispacciamento.

Tale considerazione porta alla conclusione che il quoziente tra i costi sostenuti da Terna ed i volumi di energia reattiva prelevata ed immessa (opzione 2 del paragrafo B7) non siano un corretto indicatore sulla base dei quali calcolare il corrispettivo e che siano quindi necessarie valutazioni più approfondite da condurre in collaborazione tra TSO e DSO.

Inoltre, preme segnalare come la proposta di cui all'Appendice B, viste le implicazioni in termini di investimenti in sistemi di compensazione e nei relativi apparati di gestione e controllo necessari per potervi ottemperare, **vada a spostare gli oneri della regolazione dell'energia reattiva sulla RTN dal TSO al DSO senza portare un effettivo beneficio economico a livello di sistema.**

[omissis.]

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

Non si hanno particolari osservazioni a riguardo.

Aspetti tariffari relativi alla ricarica elettrica (S21, S22, S23)

A2A esprime **apprezzamento per le proposte presentate dall'Autorità nel documento di consultazione in oggetto**, sia per quanto riguarda le azioni che verranno attuate nel breve termine, sia per quanto concerne l'istituzione di *focus group* specifici da cui potranno emergere analisi e indicazioni più approfondite per l'evoluzione della regolazione nel medio termine.

Contestualmente all'apprezzamento per quanto proposto, preme ad A2A sottolineare alcuni aspetti che potrebbero rivelarsi critici per l'auspicata – in primis dal PNIEC – diffusione della mobilità elettrica.

Per quanto riguarda la **ricarica dei veicoli elettrici in luoghi pubblici**, A2A accoglie con favore la proroga – a partire dal 1 gennaio 2020 – dell'attuale struttura tariffaria BTVE. Come sottolineato in occasione della risposta al documento di consultazione 318/2019/R/eel, **A2A consiglia di valutare, per un periodo limitato** – relativo allo sviluppo iniziale e fino a quando i volumi prelevati resteranno sufficientemente contenuti – **l'ipotesi di ridurre tale tariffa**. Ciò renderebbe particolarmente attraente la realizzazione di stazioni di ricarica in luoghi pubblici.

Per quanto riguarda la **ricarica dei veicoli elettrici in luoghi privati**, A2A apprezza come, rispetto a quanto previsto dal documento di consultazione 318/2019/R/eel precedentemente citato, **l'aumento di potenza disponibile in fascia F3, ottenibile senza ulteriori esborsi da parte del cliente** rispetto a quanto previsto per la potenza installata, sia limitato ai punti di connessione a reti in BT con potenza contrattualmente impegnata fino a 4,5 kW – garantendo in questo modo 6 kW di potenza disponibile durante le ore notturne/festive.

Si ritiene tuttavia necessario delineare il tema all'interno di una sperimentazione di durata limitata (es. 2020-2023), eventualmente poi prorogabile, al fine di **verificare gli effettivi impatti sulla rete di distribuzione BT**, che potrebbe in futuro risultare non idonea, **nei grandi centri urbani**, a garantire prelievi di energia con alti fattori di contemporaneità in fascia F3:

si potrebbe configurare un problema analogo a quello delle colonne montanti sulle dorsali di distribuzione in BT.

A2A accoglie positivamente la proposta formulata dall'Autorità riguardo all'applicazione della tariffa BTVE in ambito privato, che potrebbe garantire – fino a un punto di break-even – la convenienza rispetto all'attuale tariffa BTAU. Si sottolineano, però, le seguenti criticità:

- se, da un lato, si condivide la necessità di installazione di wall-box per poter accedere alla tariffa BTVE, dall'altro si segnala come sarebbe auspicabile che tali wall-box debbano essere, **in una prima fase, predisposte per il controllo da remoto** – e non già dotate di tali sistemi – al fine di non rendere eccessivamente oneroso l'investimento sostenuto dal cliente finale – rischiando in questo modo di disincentivarne l'acquisto;
- l'applicazione di una tariffa differenziata per la ricarica dei veicoli elettrici anche in ambito privato presuppone, come si evince anche dal paragrafo C16 dell'Appendice C al documento di consultazione, **l'installazione di un ulteriore misuratore (con POD dedicato)**, che permetta di contabilizzare l'energia prelevata per la ricarica dei veicoli elettrici da quella prelevata per utilizzo domestico; **tale intervento potrebbe comportare per l'utente un aggravio di**

costi e una potenziale barriera allo sviluppo della ricarica privata. In una fase iniziale di diffusione della mobilità elettrica si ritiene necessario che **l'applicazione di una tariffa con struttura simile alla BTVE** – monomia e completamente variabile – sia accompagnata da **un'esenzione dal pagamento della stessa fino a una determinata soglia di prelievo e per un determinato orizzonte temporale**, identificati dall'Autorità, tali da rendere **maggiormente sostenibile l'investimento alla luce del costo derivante dalla creazione di un POD dedicato.**

Considerazioni conclusive

Si giudica positivamente l'orientamento dell'Autorità di applicare il principio di continuità rispetto ai criteri tariffari adottati nel NPR1. Tuttavia, A2A ritiene auspicabile che nel NPR2 ARERA metta in atto delle iniziative volte a sanare alcune evidenti e significative criticità che permangono anche nelle disposizioni indicate nel Documento in analisi.

In particolare, si fa riferimento a:

- i. **il mancato riconoscimento dei costi operativi sorgenti a seguito dell'avvio del piano di sostituzione dei misuratori 2G**, previsto invece in una logica TOTEX già nella Delibera 646/2016/R/eel,
- ii. **la forte asimmetria informativa tra Autorità e distributori sui parametri di determinazione dei ricavi ammessi** di riferimento relativi alla singola impresa distributrice.,
- iii. **l'assenza di certezza per il distributore che il Regolatore tenga in dovuta considerazione l'aumento dei POD serviti** (c.d. "effetto volume") nell'aggiornamento annuo dei costi operativi riconosciuti, principio che, qualora dovesse essere disatteso, si determinerebbero effetti distorsivi nell'applicazione dell'X-Factor.

Soprattutto questi due ultimi punti comportano una limitata attendibilità nella capacità previsionale da parte di ciascun operatore sui propri margini di medio-lungo termine. Condizione che determina inevitabilmente una **minore visibilità sugli impatti economici derivanti dagli interventi di efficientamento definiti dall'Autorità**, con una conseguente **difficoltà per il distributore nella predisposizione di opportune azioni gestionali tese all'ottimizzazione dei propri processi non solo produttivi ma anche organizzativi.**

Infine si auspica che **l'ARERA non dia corso alle modifiche in tema di prelievo/immissione di energia reattiva previste al paragrafo B22 lett. a) e b) dell'Appendice al Documento** sia a causa degli **impatti negativi**, già ampiamente circostanziati in precedenza, che queste determinerebbero **per i distributori**, sia per il fatto che tali interventi sembrano, a nostro giudizio, porsi **in controtendenza rispetto ad alcune tipologie di investimenti** stimolati invece dal meccanismo incentivante l'incremento della **resilienza della rete elettrica.**

[omissis.]