

## DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE 544/2015/R/EEL –

### CRITERI PER LA DEFINIZIONE DELLE TARIFFE PER L'EROGAZIONE DEI SERVIZI DI TRASMISSIONE, DISTRIBUZIONE E MISURA DELL'ENERGIA ELETTRICA NEL QUINTO PERIODO REGOLATORIO - ORIENTAMENTI FINALI

#### Premessa

Con il Documento per la Consultazione 544/2015/R/com (di seguito: il Documento) l'Autorità, nell'ambito del procedimento per la definizione delle regole tariffarie applicabili nel periodo che avrà inizio dal 1° gennaio 2016, presenta i propri orientamenti finali in merito ai criteri per la definizione delle tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, concludendo così la fase di consultazione sui principali punti di confronto in materia tariffaria.

Il Documento deve essere valutato tenendo conto degli orientamenti già espressi nelle precedenti consultazioni in relazione ai (i) criteri generali di regolazione delle tariffe<sup>1</sup>, (ii) alla metodologia per individuare il costo riconosciuto per i servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica<sup>2</sup> e (iii) alle metodologie per il calcolo puntuale delle tariffe, dei vincoli ai ricavi ammessi e delle perequazioni<sup>3</sup>.

Il Documento deve essere, inoltre, considerato congiuntamente al procedimento, da poco concluso, di riforma dei criteri per la determinazione e l'aggiornamento, coerentemente con l'attuale situazione economica, del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas<sup>4</sup>.

Infine, l'analisi delle proposte non può prescindere dal tener conto di quanto presentato in materia di qualità del servizio per il prossimo periodo di regolazione e, in particolare, della possibile introduzione di meccanismi incentivanti facoltativi.

È evidente che l'impianto regolatorio proposto genererà una compressione dei ricavi ammessi per gli operatori nonché dei loro flussi di cassa. Tale situazione è migliorata, ma certamente non compensata, da alcune proposte indubbiamente positive contenute nel Documento.

A2A ribadisce, pertanto, quanto già espresso in occasione delle precedenti consultazioni: il quadro regolatorio proposto non pare essere del tutto adeguato a creare le condizioni necessarie per il raggiungimento, entro i tempi desiderati, degli sfidanti obiettivi individuati per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica.

Si rileva, inoltre che, similmente ai precedenti, il Documento offre poche, se non nulle, informazioni di carattere quantitativo utili per effettuare valutazioni puntuali su cui basare osservazioni specifiche (ad esempio in merito alla fissazione dei livelli iniziali dei costi riconosciuti a copertura dei costi operativi ed il loro aggiornamento annuale). A tal proposito, è necessario mettere quanto prima a disposizione degli operatori una

---

<sup>1</sup> Cfr. DCO 5/2015/R/eel.

<sup>2</sup> Cfr. DCO 335/2015/R/eel.

<sup>3</sup> Cfr. DCO 446/2015/R/eel.

<sup>4</sup> Cfr. DCO 275/2015/R/com, DCO 509/2015/R/com e Deliberazione n. 583/2015/R/com.

nota tecnica<sup>5</sup> contenente gli elementi quantitativi<sup>6</sup> necessari per poter effettuare una valutazione più precisa degli impatti delle proposte avanzate, come già avvenuto in passato nel settore della distribuzione gas.

Si auspica, infine, che il prossimo periodo regolatorio possa portare a termine l'opera di completa eliminazione delle incertezze – oramai residue, ma non per questo meno rilevanti – in merito alle singole grandezze<sup>7</sup> effettivamente considerate nel calcolo delle tariffe di riferimento. A tal proposito, si condivide pienamente la proposta avanzata dall'Autorità in materia di regolazione tariffaria per l'attività di misura.

Nei successivi paragrafi saranno approfondite le proposte dell'Autorità in tema di evoluzione dei meccanismi tariffari applicabili ai servizi a rete del settore elettrico ritenute maggiormente rilevanti.

### **1. Durata del periodo regolatorio (Spunti di Consultazione S1 – S2)**

A2A valuta positivamente la proposta di aumentare la durata del periodo regolatorio a 8 anni perché così facendo si creeranno i giusti presupposti per gestire al meglio la transizione verso la metodologia TOTEX, senza peraltro comprimere eccessivamente il “normale<sup>8</sup>” periodo di vigenza delle regole. Allo stesso modo, si ritengono condivisibili le considerazioni sulle implicazioni che tale allungamento avrebbe sulla regolazione della qualità del servizio.

### **2. Determinazione e aggiornamento del costo operativo riconosciuto (Spunti di Consultazione S4 – S5)**

Il Documento non offre elementi quantitativi su cui poter sviluppare osservazioni di dettaglio in merito alle proposte avanzate. Si ritiene, dunque, che tale incertezza vada eliminata al più presto tramite la pubblicazione di una nota tecnica.

In merito al perimetro dei costi operativi su cui basare le successive valutazioni per la fissazione dei costi riconosciuti in tariffa, A2A ribadisce la propria contrarietà circa l'esclusione degli *“oneri per assicurazioni, qualora non espressamente previste da specifici obblighi normativi”*<sup>9</sup>. A tal proposito, è fondamentale ricordare che gli amministratori di una società, nell'adempimento dei propri doveri, devono usare la diligenza richiesta dalla natura dell'incarico e, pertanto, le loro scelte devono essere informate e meditate, basate sulle rispettive conoscenze e frutto di un rischio calcolato e non irresponsabile o negligente improvvisazione. Di conseguenza, un amministratore

---

<sup>5</sup> Come già fatto, ad esempio, nell'ambito della consultazione relativa al IV periodo regolatorio gas: cfr. “nota informativa in materia di tariffe per il quarto periodo regolatorio della distribuzione e misura del gas” del 21 novembre 2013.

<sup>6</sup> In particolare: previsioni in tema di X-Factor, metodologia e formule che saranno adottate per la “forfettizzazione” dell'extra remunerazione attualmente riconosciuta agli investimenti entrati in esercizio dopo il 2011, previsioni in merito al valore delle categorie di asset, sia dell'attività di distribuzione che dell'attività di misura, per cui è previsto un riconoscimento parametrico.

<sup>7</sup> RAB, Quota di Ammortamento riconosciuta in tariffa, Opex ecc..

<sup>8</sup> Ovvero, nel settore elettrico, 4 anni.

<sup>9</sup> Cfr. paragrafo 7.4 lettera f) del DCO 544/2015/R/eel.

che non stipulasse un'assicurazione, ad esempio, sulla responsabilità civile verso terzi, fondamentale per la gestione di un'impresa, ma non espressamente necessaria per obbligo di legge, verrebbe meno ai propri obblighi in quanto, non agendo con la diligenza specifica richiesta, esporrebbe l'azienda ad un rischio enorme e, per questo potrebbe essere oggetto di un'azione di responsabilità. A questo proposito, si deve notare che il mancato riconoscimento del costo delle assicurazioni nella tariffa non può essere un'adeguata giustificazione della scelta di non stipulare la polizza, vista la sproporzione tra il risparmio conseguito ed il rischio a cui l'amministratore ha esposto l'azienda.

Si ritiene, inoltre, opportuno procedere ad un'analisi di più ampio respiro in materia di *costi legati all'incentivazione all'esodo dei dipendenti*. In particolare, si dovrebbero considerare i costi (i.e. l'utilizzo dell'apposito fondo) sostenuti dagli operatori non solo nell'anno di riferimento, ma anche negli anni immediatamente precedenti, nonché quelli già programmati per il futuro (coerentemente con quanto previsto dalla c.d. "legge Fornero"). In assenza di tali analisi, infatti, il costo riconosciuto in tariffa non sarebbe coerente con quello "ricorrente" che gli operatori si troveranno a sostenere nel corso del prossimo periodo regolatorio.

In merito al livello iniziale dei costi operativi riconosciuti ed al loro aggiornamento annuale, si ribadisce la necessità di prevedere una differenziazione sulla base della dimensione del singolo operatore, come già avviene in altri ambiti della regolazione, ad esempio per le attività di trasporto e distribuzione gas o, da ultimo, per le componenti a copertura dei costi di commercializzazione di energia elettrica al dettaglio PCV e RCV<sup>10</sup>.

Tale necessità è evidente considerando, per gli anni 2012 – 2014, gli andamenti dei costi del principale operatore italiano rispetto a quelli di A2A Reti Elettriche, soggetto rappresentativo delle società di livello regionale attive nella distribuzione e misura dell'energia elettrica.

#### Enel Distribuzione S.p.A.

Tipologia costi/Anno	2014	2013	2012
Costi per servizi*	85,36	93,29	100,00
Costo del personale	88,29	88,06	100,00
Peso Costi per servizi	39%	41%	40%
Peso Costo del personale	61%	59%	60%
<b>Media Ponderata</b>	<b>87,15</b>	<b>90,22</b>	<b>100,00</b>

Fonte: Bilanci 2014, 2013 e 2012 Enel Distribuzione; Costi 2011: 100; dati considerati in €/2011

\*Al netto del costo per trasporto EE

<sup>10</sup> Cfr. rispettivamente RTDG 2014 – 2019 (allegato A alla deliberazione 367/2014/R/gas) e DCO 514/2015/R/eel.

**A2A Reti Elettriche S.p.A.**

Tipologia costi/Anno	2014	2013	2012
Costi per servizi*	82,57	85,62	100,00
Costo del personale	98,47	98,81	100,00
Peso Costi per servizi	49%	49%	53%
Peso Costo del personale	51%	51%	47%
<b>Media</b>	<b>90,74</b>	<b>92,29</b>	<b>100,00</b>

Fonte: Bilanci 2014, 2013 e 2012 A2A Reti Elettriche; Costi 2011: 100; dati considerati in €/2011

\*Al netto del costo per trasporto EE

Com'è possibile vedere dalle tabelle<sup>11</sup> sopra riportate, per gli anni dell'attuale periodo regolatorio il principale operatore italiano è riuscito sistematicamente a contrarre i propri costi in misura maggiore rispetto ad un operatore di dimensioni più ridotte, grazie alle economie di scala che la propria dimensione gli consente.

A2A richiede che tale differenza sia traslata anche sul livello iniziale dei costi operativi riconosciuti e sul tasso di recupero di efficienza previsto per il nuovo periodo regolatorio. In assenza di tale differenziazione, evidentemente, si avrebbe un netto e sistematico trasferimento di risorse dagli operatori di dimensioni minori verso l'operatore di maggiori dimensioni dato che quest'ultimo, a causa della definizione di un costo riconosciuto medio unico per tutti gli operatori, godrebbe di un livello di costi riconosciuti più elevato di quanto effettivamente spettante, mentre agli operatori minori verrebbe riconosciuto un costo non coerente con il loro livello effettivo e soprattutto con le loro capacità di efficientamento.

Di conseguenza, si ribadisce l'opportunità differenziare il livello iniziale dei costi operativi riconosciuti ed il loro percorso di aggiornamento per i cluster di seguito indicati, al fine di intercettare correttamente il livello dei costi operativi sostenuti dagli operatori e le economie di scala garantite dalla diversa dimensione degli operatori, nonché al fine di garantire l'equilibrio economico-finanziario del singolo operatore:

- fino a 100.000 Pod
- da 100.001 a 500.000 Pod
- da 500.001 a 2.500.000 Pod
- oltre 2.500.000 Pod

Si ritiene altresì essenziale che il meccanismo di aggiornamento dei costi operativi contempli esplicitamente le modalità con cui saranno riconosciuti i costi legati all'adempimento degli obblighi di *brand unbundling*<sup>12</sup>. In particolare, la soluzione ritenuta più semplice ed efficace (sia nel settore elettrico che nel gas) sarebbe l'utilizzo del c.d. *Y-factor* previsto dal meccanismo di *price-cap* utilizzato per l'aggiornamento dei costi operativi riconosciuti in tariffa. Tale parametro, tenendo conto delle proposte

<sup>11</sup> Si precisa che i dati, seppur non desunti da conti annuali separati (peraltro non pubblici e quindi non disponibili), sono assolutamente rappresentativi dei costi normalmente riconosciuti in tariffa per le attività di distribuzione e misura dato che le categorie considerate contengono, tra gli altri, i costi per la manutenzione degli impianti, i costi per i servizi di vigilanza, pulizia ecc e i costi per i servizi amministrativi e di consulenza.

<sup>12</sup> Cfr. TIUF (Allegato A alla deliberazione 296/2015/R/com)

sulla tempistica di approvazione delle tariffe<sup>13</sup>, può essere valorizzato, per l'anno t, in via pre-consuntiva sulla base delle migliori stime predisposte dell'operatore, fornite nell'ambito della raccolta dati dell'autunno dell'anno t-1<sup>14</sup>, mentre la valorizzazione definitiva avverrà nell'anno t+1, sulla base dei costi a consuntivo effettivamente sostenuti per i progetti di *brand unbundling*.

Infine, per la fissazione del livello iniziale dei costi operativi si deve tener conto che nel corso dell'attuale periodo regolatorio l'Autorità non aveva previsto alcun obiettivo di recupero di efficienza e, pertanto, non sarebbe corretto, anche tenendo conto del dettato normativo, applicare la logica del *profit-sharing*.

Fermo restando quanto detto, non si reputa comunque corretto ridurre a 4 anni il periodo per la restituzione agli utenti finali delle extra efficienze conseguite nell'attuale periodo regolatorio, dato che tale scelta, in netto contrasto con la consolidata metodologia in materia, contribuisce a contrarre ulteriormente le risorse degli operatori, senza peraltro generare benefici per gli utenti così elevati da giustificarne l'adozione.

### **3. Costi di Capitale (Spunti di Consultazione S6 – S9)**

#### **3.1. Criteri Generali**

Si condivide l'impostazione generale per la definizione del valore del capitale investito riconosciuto in tariffa, sia per quanto concerne l'attività di distribuzione che per quella di misura. In particolare, si ritiene corretto accorpate alcune tipologie di *asset* residuali tanto tecnicamente che a livello di importi, nonché superare la distinzione tra distribuzione e commercializzazione, eliminando così le distorsioni generate dal diverso meccanismo di riconoscimento degli investimenti previsto nei due casi. Si concorda, infatti, con l'osservazione che il meccanismo attuale può distorcere le scelte delle imprese tra soluzioni di tipo *make or buy*

Si apprezza, inoltre, la proposta di considerare in modo puntuale anche le immobilizzazioni immateriali relative al servizio di commercializzazione della distribuzione. Tale approccio deve essere necessariamente esteso per simmetria anche al settore gas in quanto i costi sostenuti non sono mai stati comunicati perché nella raccolta RAB gas non è prevista una sezione per il loro inserimento.

In considerazione della stratificazione delle regole finora applicate per la definizione del capitale investito e di quanto proposto per il prossimo periodo regolatorio, si deve però ribadire la necessità che i dati relativi ai costi di capitale riconosciuti siano messi a disposizione degli operatori tramite modalità semplici e trasparenti.

Si propone pertanto che, coerentemente con le tempistiche previste per l'approvazione delle tariffe provvisorie e definitive<sup>15</sup>, l'Autorità metta a disposizione degli operatori,

---

<sup>13</sup> Cfr. paragrafo 10.15 del DCO 544/2015/R/eel

<sup>14</sup> Per l'anno 2016, di conseguenza, sarebbe necessaria una ulteriore raccolta dati da effettuare nel periodo gennaio-febbraio. In questa occasione, gli operatori forniranno i progetti predisposti in materia di brand unbundling e le relative stime di costo.

<sup>15</sup> Quindi, rispettivamente 28 febbraio dell'anno t e 30 marzo dell'anno t+1 (cfr paragrafo 10.15 del DCO 544/2015/R/eel).

tramite l'area riservata del proprio sistema informativo, come già avviene per le tariffe di distribuzione gas, un apposito *report* strutturato come segue:

CIN Centralizzato	CIN DIS Asset BT/MT fino al 31.12.2007	CIN DIS Asset BT/MT post 2007, Asset AT e Asset Immateriali	CIN DIS Forfait 1% investimenti 2012 - 2014	TOTALE CIN

QA DIS Centralizzato	QA DIS Asset BT/MT fino al 31.12.2007	QA DIS Asset BT/MT post 2007 e Asset AT	QA DIS Forfait 1% investimenti 2012 - 2014	QA DIS

CO DIS

Per quanto riguarda l'attività di misura, la struttura del *report* sarebbe sostanzialmente simile, ma dovrebbe tenere conto delle specificità relative al capitale investito riconosciuto<sup>16</sup> proposte nel Documento.

### 3.2. Misure per la compensazione del lag regolatorio (Spunto di Consultazione S6)

Non si condivide quanto proposto per il superamento del *lag* nel riconoscimento degli investimenti. In particolare, il riconoscimento degli investimenti a preconsuntivo relativi all'anno t-1 non è coerente con il metodo normalmente utilizzato per il riconoscimento degli investimenti a consuntivo relativi all'anno t-2. Questi ultimi, infatti, sono (i) valorizzati al valore di prima iscrizione a libro cespiti, senza alcun degrado a titolo di ammortamento<sup>17</sup> mentre (ii) la relativa quota di ammortamento è riconosciuta, per quota intera, a partire dal secondo anno successivo a quello di entrata in esercizio dei cespiti (quindi, per gli investimenti relativi all'anno t-2, è riconosciuta nelle tariffe dell'anno t)<sup>18</sup>.

Si richiede, pertanto, che anche gli investimenti relativi all'anno t-1 siano trattati come appena ricordato. In caso contrario, infatti, l'invarianza tra l'attuale metodo di sterilizzazione del c.d. *lag* regolatorio (extra-remunerazione) e quello proposto in consultazione non sarebbe garantita.

Si richiede, inoltre, che, come nel settore gas e limitatamente al primo quadriennio del futuro periodo regolatorio, sia ammessa la facoltà, per gli operatori, di porre il valore

<sup>16</sup> IL CIN e la QA dovrebbero quindi essere divisi tra il valore degli asset riconosciuti puntualmente (misuratori elettronici) e quelli riconosciuti in via parametrica (altre tipologie di misuratori, sistemi di telegestione ecc).

<sup>17</sup> Cfr. DCO 45/11 - orientamenti finali IV periodo regolatorio EE paragrafo 5.7 – 5.8 (“5.7 Sempre in relazione alla valorizzazione del capitale investito, diversi operatori hanno inoltre lamentato l'inadeguatezza della procedura tariffaria attualmente adottata che prevede il degrado dei cespiti riconosciuti tariffariamente fin dal primo anno in cui i medesimi entrano in esercizio. 5.8 L'Autorità condivide tale osservazione ed intende prevedere che a partire dalla determinazione del capitale investito riconosciute nelle tariffe 2012, i nuovi investimenti entrati in esercizio nell'anno n, remunerati tariffariamente dall'anno n+2, vengano valorizzati al valore di prima iscrizione a libro cespiti, senza alcun degrado a titolo di ammortamento”).

<sup>18</sup> Cfr. AIR alla delibera ARG/elt 199/11 IV periodo regolatorio EE, paragrafo 22.5.

degli investimenti a preconsuntivo relativi all'anno t-1 convenzionalmente pari al 90% degli investimenti relativi all'anno t-2.

### **3.3. Vite utili regolatorie (Spunto di Consultazione S8)**

A2A non condivide le analisi e le proposte in merito alle vite utili da considerare ai fini regolatori e, di conseguenza, ribadisce la propria contrarietà ad un loro allungamento che, visto nel complesso delle proposte inerenti la futura regolazione tariffaria del servizio di distribuzione di energia elettrica, genererebbe esclusivamente una rilevante diminuzione delle risorse a disposizione degli operatori.

La proposta contenuta nel Documento non sembrerebbe supportata da un'adeguata fase istruttoria e di approfondimento tecnico, dato che una decisione di tale portata non può essere presa traslando *tout court* nella realtà italiana una valutazione effettuata sulla settore della distribuzione in Inghilterra, peraltro risalente al 2010.

Si sottolinea, inoltre, che, anche da un punto di vista tecnico, la scelta non appare giustificata: ci sono chiare evidenze che i componenti impiantistici (standard di mercato) che negli ultimi anni gli operatori stanno installando non garantiscono una vita tecnica superiore a quella dei componenti installati in passato. Questo dipende, ovviamente, non da scelte gestionali errate degli operatori, ma dal fatto che la crescente competizione tra fornitori, unitamente all'affinamento delle tecniche progettuali e gli studi avanzati sui materiali, hanno portato a ridurre notevolmente eventuali margini tra le condizioni di utilizzo e i limiti costruttivi.

Alla luce di quanto sopra, A2A richiede il mantenimento delle attuali vite utili per l'intero periodo 2016-2019. Al contrario, nell'ambito della metodologia TOTEX prevista dal 2020, le vite utili da attribuire agli *asset* compresi nei piani di investimento proposti dagli operatori potranno essere diverse da quelle attualmente previste dato che saranno oggetto, insieme alle altre caratteristiche degli interventi proposti, di un'adeguata ed approfondita valutazione e condivisione tra operatori, Autorità e *stakeholder* terzi.

### **4. Parametri $\beta$ e D/E specifici per l'attività di distribuzione e misura di energia elettrica (Spunto di Consultazione S10)**

A2A non condivide le proposte sul valore da attribuire al parametro  $\beta$  per il calcolo del tasso di remunerazione del capitale investito riconosciuto a partire da 2016. A tal proposito, si richiamano integralmente le osservazioni al DCO 509/2015/R/com sul medesimo tema e, in particolare, la constatazione che la differente valorizzazione del parametro in esame nella regolazione italiana rispetto a quella dei principali paesi europei non può dipendere da una maggiore rischiosità implicita nella regolazione vigente in questi ultimi, dato che – ad esempio – in nessuno di questi l'operatore è esposto al c.d. rischio volume.

Si contesta, di conseguenza, la possibilità che il valore del parametro  $\beta$  *unlevered* possa essere fissato ad un livello addirittura inferiore a quanto attualmente riconosciuto, dato

che ciò non rappresenterebbe minimamente i rischi, sempre maggiori<sup>19</sup>, posti in capo al distributore.

Per quanto riguarda il parametro D/E, elemento fondamentale per la fissazione del tasso di remunerazione, si ritiene opportuno introdurre ulteriori meccanismi di gradualità per minimizzare l'impatto – ad ogni modo negativo – derivante dalla proposta di allineamento ai valori adottati dagli altri regolatori europei, maggiori rispetto a quello attualmente previsto dalla regolazione italiana.

Con riferimento al valore di tale parametro riconosciuto per il settore gas, trattandosi di un parametro tipico del settore, l'aggiornamento dovrà avvenire, come per il parametro  $\beta$ , in occasione delle revisioni tariffarie periodiche per i singoli servizi.

## **5. Promozione selettiva degli investimenti (Spunti di Consultazione S10)**

### **5.1. Sviluppo dei sistemi di distribuzione nelle aree a forte penetrazione di generazione distribuita a fonte rinnovabile**

Ogni sviluppo in termini di “osservabilità dei flussi” della GD sulla rete di distribuzione, ai fini di una più efficiente gestione del sistema nazionale (bilanciamento e servizi ancillari), deve avvenire sempre attraverso sistemi installati dalle imprese di distribuzione. Ciò al fine di creare i presupposti affinché il perseguimento di tali obiettivi possa consentire anche ottimizzazioni nella gestione della rete di distribuzione (dispacciamento locale, *demand response*, qualità del servizio, ottimizzazione investimenti). Il costo di tali interventi, di conseguenza, dovrà essere considerato in modo tale da calibrare correttamente l'incentivo unitario proposto all'operatore a fronte degli interventi effettuati in cabina primaria, rendendo questi ultimi effettivamente convenienti.

Inoltre, rispetto all'indice di inversione del flusso, un ulteriore fattore da considerare per l'incentivazione degli investimenti potrebbe essere legato alla maggiore potenza o energia elettrica consumabile in parti della rete non adeguate (ad esempio la rete BT più periferica).

Infine, si evidenzia che gli obiettivi alla base dello sviluppo delle fonti rinnovabili sono conseguibili anche tramite un uso più efficiente dell'energia nell'ambito di contesti altamente urbanizzati. A tal fine è però necessario valutare con attenzione le caratteristiche dei vari vettori energetici disponibili ed eliminare tempestivamente le barriere attualmente esistenti che limitano la diffusione di quelli più efficienti. Si ritiene che gli interventi di rifacimento delle colonne montanti siano uno strumento anche per permettere lo sviluppo del vettore elettrico da fonti rinnovabili in tali contesti.

### **5.1. Sviluppo dei sistemi di distribuzione nelle aree urbane**

Come già sostenuto nelle osservazioni al DCO 255/2015/R/eel, un fattore abilitante fondamentale per l'esercizio avanzato della rete MT è la disponibilità di un'infrastruttura di comunicazione con caratteristiche adeguate di latenza e banda (anche in ogni cabina MT/BT). Tale infrastruttura, inoltre, sarebbe abilitante anche per

---

<sup>19</sup> Per un'analisi più approfondita, si rimanda alle osservazioni al DCO 275/2015/R/com.

una migliore gestione della rete BT e per ulteriori servizi avanzati. Si ritiene, quindi, che lo sviluppo di tale infrastruttura al servizio del sistema di distribuzione debba essere adeguatamente stimolata ed incentivata dalla regolazione di settore.

#### Rifacimento colonne montanti

In generale si condivide l'analisi effettuata dall'Autorità, e si evidenzia che l'intervento nelle "infrastrutture tecniche" dei condomini sottende un'evidente sinergia con le attività di predisposizione per la "cablatura" in banda larga degli stabili interessati, ove questi non lo fossero già. Nell'ambito di tali interventi, inoltre, potrebbe essere effettuata anche la centralizzazione dei misuratori, al fine di agire contro il fenomeno delle frodi e migliorarne la raggiungibilità; tale operazione però, a causa della propria specificità, necessita di opportuni sistemi di supporto o incentivazione dedicati, distinti da quelli previsti per il rifacimento delle colonne montanti.

In particolare, si deve però ricordare che, come peraltro correttamente ricordato dall'Autorità<sup>20</sup>, il tratto verticale tra la presa stradale e le singole abitazioni appartiene alla rete di distribuzione ma è collocato all'interno di una proprietà privata. In tal caso, i costi sostenuti dal distributore e correlati ai lavori di rifacimento delle colonne montanti su parti di proprietà del condominio dovrebbero essere integralmente riconosciuti nell'ambito della regolazione tariffaria.

In merito all'incentivazione degli interventi in analisi, si condividono le proposte avanzate dall'Autorità e ci si rende sin da ora disponibili a collaborare affinché le clausole di cui al punto 22.5 del Documento, di cui si approva la formulazione<sup>21</sup> proposta, risultino realmente efficaci e applicabili, ad esempio riportate anche a livello normativo, con valenza "retroattiva", in modo che gli amministratori di condominio non debbano procedere ad autorizzare le imprese di distribuzione solo previo parere positivo a maggioranza dell'assemblea. Si ritiene però che eventuali interruzioni determinate da organi di protezione installati al fine di garantire la sicurezza degli impianti per i quali il condominio non ha consentito di effettuare gli interventi di adeguamento debbano essere scorporate dagli indicatori di continuità a carico del distributore.

A2A, inoltre, si rende disponibile a partecipare ad opportuni tavoli tecnici per la definizione dei criteri con cui realizzare gli interventi di rinnovo delle colonne montanti "future proof". A tal proposito, si propone di avviare un progetto pilota che potrebbe interessare l'1% degli stabili più critici (a Milano circa 16.000 stabili), da realizzare in 6-8 mesi e attraverso il quale assumere tutti quegli elementi necessari per un piano massivo. Tale progetto pilota potrebbe essere coordinato anche tra più distributori interessati, così da massimizzare la rappresentatività degli esiti in varie realtà urbane.

---

<sup>20</sup> Cfr. paragrafo 22.2 del DCO 544/2015/R/eel.

<sup>21</sup> "Il distributore può modificare, preavvertendo il cliente finale e il venditore, le caratteristiche dei propri impianti, per adeguarli alle norme o al progresso tecnologico, alla luce delle più recenti acquisizioni tecniche e scientifiche o a standard internazionalmente accettati. Il cliente finale che, in conseguenza di tali modifiche, dovrà provvedere all'adeguamento dei propri impianti ed apparecchi, dovrà essere avvisato almeno sei mesi prima della modifica. Restano a carico del cliente finale le eventuali spese per l'adeguamento dei propri impianti.". Cfr. Nota 18 (pag.57) del DCO 544/2015/R/eel.

Per quanto attiene ai costi compensativi, si ritiene che essi possano riguardare non solo le campagne di sensibilizzazione, ma anche opere aggiuntive richieste dai condomini per ripristinare pertinenze interessate dai lavori di rifacimento delle colonne montanti. Occorre in tal caso definire con esattezza i costi ammissibili per la previsione di un *budget* massimo e quali di essi, invece, possano essere considerati come capitale investito del distributore e, pertanto, riconosciuti in tariffa.

A2A ritiene condivisibile la possibilità di introdurre un regime di premi/penalità (ancorché si suggerisce un meccanismo di gradualità per le penalità, che dovranno essere opportunamente calibrate rispetto al reale spazio di responsabilità del distributore) e di predisporre dei tavoli tecnici nei quali fornire il proprio contributo, anche congiuntamente ad altre imprese di distribuzione. Segnaliamo, inoltre, una difficoltà oggettiva a proporre già ora dei criteri di massima, a seguito delle tempistiche stringenti di risposta alla presente consultazione.

#### Progetti smart city

Per quanto attiene ai progetti *smart city*, A2A valuta positivamente la proposta dell’Autorità e ritiene che possa essere arricchita includendo anche significative sperimentazioni di funzionalità *Demand Response* finalizzate, in particolare, a limitare e gestire i picchi di carico, nonché ad ottimizzare gli investimenti di potenziamento della rete, con evidente beneficio per gli utenti (che beneficerebbero, ad esempio, di minori disservizi a seguito di ondate di caldo estivo o di tariffe di rete comparativamente più contenute).

E’ noto, infatti, che il maggior numero di utenti è dislocato nelle aree urbane, dove risultano maggiormente onerosi e difficoltosi gli interventi di potenziamento delle infrastrutture elettriche. In tali contesti, interventi di “smartizzazione” della rete porterebbero maggiori benefici non solo per l’incremento dell’*hosting capacity*, ma anche in termini di applicabilità di logiche future di *Demand-Response*. Le aree caratterizzate da maggiore densità abitativa, inoltre, permetterebbero un’analisi di maggior dettaglio delle prestazioni di tali soluzioni e, conseguentemente, la loro corretta calibratura così da massimizzarne i benefici una volta che si passerà dalla fase di sperimentazione alla fase di diffusione di massa.

Si ritiene necessario, inoltre, favorire gli investimenti per lo sviluppo razionale ed adeguato di una rete elettrica sempre più automatizzata che, soprattutto in ambito urbano, costituisce uno dei principali fattori abilitanti per lo sviluppo delle *smart city* (multiservizio, ottimizzazione dei vettori energetici, ecc.). In questo modo, si adotterebbe un approccio più integrato ed in linea con le migliori tendenze a livello mondiale, da cui deriverebbe anche un migliore impatto energetico, sociale, ed economico rispetto al solo ulteriore sviluppo delle fonti rinnovabili in aree con bassa densità abitativa (come la “selettività” proposta determinerebbe).

Infine, si ritiene opportuno tenere in considerazione anche i progetti significativi in ottica *smart city* ad oggi già avviati.

### **5.3. Potenziamento della resilienza del sistema elettrico**

Per quanto attiene ai servizi di mitigazione<sup>22</sup>, occorre ribadire che non ne deve essere fatto un uso improprio da parte del TSO come nel caso di mitigazione “preventiva” - ovvero cambi di assetto critici per la rete di distribuzione per lavori su impianti della RTN.

Si evidenzia poi la necessità di incrementare la resilienza del sistema distributivo delle aree altamente urbanizzate. Negli ultimi anni in questi contesti, in concomitanza ed in modo quasi esponenziale con l'intensità e la durata di ondate di caldo estive, si sta intensificando un fenomeno inaspettato di anomala mortalità di alcuni particolari componenti della rete in cavo MT, ovvero i giunti. Si segnala, quindi, la necessità di favorire gli investimenti necessari alla prevenzione e risoluzione del problema che sta assumendo un carattere diffuso in varie realtà urbane e di diversi distributori. Il tema è legato alla necessità di disporre di una rete di distribuzione “robusta”, condizione necessaria per gli ulteriori sviluppi *smart* (per es. esercizio avanzato della rete MT).

## 6. Conclusioni

Gli orientamenti finali presentati nel Documento delineano un impianto regolatorio che comprime molto le risorse a disposizione degli operatori i quali potrebbero incontrare alcune difficoltà a portare a compimento la trasformazione in senso “*smart*” del settore entro un orizzonte temporale accettabile.

Di conseguenza, si richiede di eliminare o di modulare diversamente gli elementi ritenuti maggiormente critici. In particolare:

1. Differenziazione, in funzione della dimensione degli operatori, del livello iniziale dei costi riconosciuti in tariffa a copertura dei costi operativi e del *X-Factor* applicabile per il loro aggiornamento annuale, in modo da rappresentare correttamente le diverse possibilità di efficientamento tra imprese di diversa dimensione ed evitare allo stesso tempo sussidi incrociati tra operatori diversi;
2. pieno riconoscimento di tutti gli oneri per assicurazioni, in considerazione che l'utilizzo di tali strumenti risponde ad esigenze di diligente gestione dell'impresa da parte degli amministratori;
3. corretta applicazione della metodologia per l'eliminazione del c.d. *lag* regolatorio tramite il riconoscimento anche degli investimenti a preconsuntivo relativi all'anno t-1. Si precisa che, relativamente a tali investimenti, nell'anno t dovrebbe esserne riconosciuta la remunerazione sul loro valore di prima iscrizione a libro cespiti, insieme con una quota di ammortamento;
4. conferma delle vite utili valide ai fini tariffari attualmente vigenti, in considerazione del fatto che la prima parte del prossimo periodo regolatorio sarà caratterizzata da una sostanziale continuità metodologia rispetto all'attuale. Si reputa, inoltre, che l'ambito corretto per l'eventuale revisione delle vite utili sia la metodologia TOTEX sotto la quale dovranno essere presentati piani di investimento molto dettagliati e che dovranno essere condivisi tra operatori e

---

<sup>22</sup> Cfr. paragrafo 23.5 del DCO 544/2015/R/eel

stakeholder. In questo ambito anche la vita utile degli asset compresi negli interventi proposti sarà oggetto di confronto.

Infine, si sottolinea ancora una volta la mancanza di informazioni riguardanti importanti elementi quantitativi della regolazione tariffaria. Si chiede, quindi, di pubblicare al più presto un'appendice tecnica contenente analisi quantitative legate ai temi finora trattati, come peraltro già fatto in altre occasioni.