

RISPOSTA DI ENEL AL DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE

544/2015/R/EEL - DEL 17 NOVEMBRE 2015

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 –

OSSERVAZIONI GENERALI

Il **documento di consultazione**, soprattutto se considerato insieme alla riduzione del WACC stabilita dalla **Delibera 583/15 recentemente pubblicata**, delinea un **quadro regolatorio molto critico**, in forte discontinuità sia con gli approcci seguiti dall'Autorità stessa negli ultimi 10/15 anni sia con le migliori pratiche regolatorie europee.

Le proposte presentano infatti diversi elementi di forte criticità, **sia nel merito che dal punto di vista delle tempistiche e delle modalità con cui sono state oggetto di consultazione**, già segnalati dagli operatori nelle precedenti risposte.

Occorre peraltro considerare che **dal 2012 ad oggi** nel settore elettrico per il tasso di remunerazione si profila una riduzione molto significativa (dal 7,6% al 5,6% per la distribuzione ipotizzando il valore massimo previsto dalle previsioni della Delibera 583/15 e del presente documento di consultazione), con un **impatto sui ricavi delle reti di oltre 700 milioni all'anno**.

L'introduzione delle misure contenute nel presente DCO comporterebbe un'ulteriore riduzione di diverse centinaia di milioni di euro all'anno, delineando un **livello di ricavi assolutamente insufficiente a garantire la realizzazione degli investimenti di cui il settore ha bisogno**.

Infatti, come noto, il prossimo periodo regolatorio sarà caratterizzato da una profonda trasformazione del settore della distribuzione elettrica, che nei prossimi anni vedrà **l'incremento sia degli investimenti innovativi** (integrazione delle fonti rinnovabili e installazione dei contatori di nuova generazione) **che di quelli tradizionali** (miglioramento della qualità del servizio e della resilienza della rete).

In questo contesto di sviluppo e di rapida evoluzione tecnologica, riteniamo assolutamente necessario definire, **nell'interesse dell'intero sistema elettrico e del paese**, un insieme di proposte **complessivamente sostenibili**, volte a **garantire alle imprese una remunerazione adeguata (e in linea con quella degli altri Paesi europei)** e **flussi di cassa stabili**.

Continuiamo a credere nella necessità di un **confronto costruttivo e di un percorso condiviso con gli operatori** che possa portare ad una soluzione in grado di salvaguardare sia l'esigenza di **contenimento delle tariffe** sia la **necessaria stabilità economico finanziaria degli operatori**. Ciò risulta particolarmente importante anche in vista del **processo complessivo di riforma tariffaria**, che nella successiva fase di implementazione dei **Totex** richiederà molti momenti di condivisione e confronto tra Autorità e operatori.

Peraltro alcune delle richieste degli operatori (es. sulla modifica delle vite utili e sulla riduzione del *lag* temporale) riguardano decisioni che, pur avendo un forte impatto sui ricavi nel breve termine, **sono indifferenti per imprese e clienti se valutate a vita intera**; potrebbero pertanto essere utilizzate come misure “anti-cicliche”, volte ad assicurare stabilità al settore a beneficio dei nuovi investimenti, senza per questo costituire penalizzazioni per i consumatori.

Si riportano nel presente documento le nostre osservazioni, fornendo motivazioni e argomentazioni aggiuntive rispetto a quelle già rappresentate.

In particolare gli aspetti di maggiore rilevanza sono i seguenti:

1. La revisione della proposta di **allungamento delle vite utili**.
2. Il riconoscimento degli ammortamenti relativi agli investimenti 2015 (**lag regolatorio**).
3. Le modalità di determinazione del parametro **Beta** del WACC.
4. Il pieno riconoscimento dei **costi operativi**.
5. Il mantenimento di un livello di **profit sharing 50/50**.
6. La definizione delle modalità di riconoscimento degli **investimenti nei nuovi contatori**.
7. La **promozione selettiva degli investimenti**.
8. L'introduzione di **meccanismi di garanzia per il distributore**, conseguenti alla riforma tariffaria dei clienti domestici.

Evidenziamo, come sarà meglio specificato nel seguito, che alcune delle proposte dell'Autorità risultano **non adeguatamente valutabili in quanto non sono state evidenziate tutte le ipotesi sottostanti** (es. il parametro Beta del WACC in relazione al quale non è stato indicato il panel di imprese alla base dei valori proposti).

Altre proposte risultano invece **in contrasto con il principio di riconoscimento dei costi di un servizio regolato sancito anche dalle direttive europee** (costi assicurativi, costi relativi a contenziosi e risarcimenti, minusvalenze), **non supportate da un processo di consultazione adeguato**, dal punto di vista dei tempi e delle istruttorie tecniche effettuate (vite utili) oppure **non motivate e non coerenti con quanto fatto in altri settori** (*lag* regolatorio).

Pertanto, giunti ormai alla fase conclusiva del processo di consultazione, **invitiamo ancora una volta l'Autorità ad effettuare una revisione delle proprie proposte nel merito ed una loro valutazione d'insieme, in modo da riportarne l'impatto a valori coerenti con le esigenze di investimento del settore.**

Al fine di una migliore lettura delle osservazioni e delle proposte di Enel a riguardo riportiamo di seguito dei paragrafi specifici con riferimento a ciascuno dei temi rilevanti.

1. ALLUNGAMENTO DELLE VITE UTILI REGOLATORIE

Già nella risposta al DCO 335/2015, in cui l'Autorità propose per la prima volta l'allungamento delle vite regolatorie degli asset, **Enel aveva espresso una forte contrarietà verso una misura ritenuta intempestiva e non adeguatamente motivata**; nella presente risposta ribadiamo quanto già affermato in precedenza e argomentiamo con ulteriori spunti la nostra posizione.

In primo luogo, osserviamo che l'introduzione nel luglio scorso di tale misura ha costituito una novità assoluta, in quanto l'adeguatezza delle vite utili regolatorie degli asset, dopo la revisione del 2004, non era mai stata messa in discussione, né considerata fonte di criticità.

L'Autorità, infatti, non ha mai annunciato che tra le proposte per il quinto periodo regolatorio ci sarebbe stata anche la revisione delle vite utili: **avrebbe potuto infatti anticiparlo e motivarlo già in sede di presentazione del piano strategico triennale e successivamente nelle delibera di avvio del procedimento** (Delibera n. 483 del 9

ottobre 2014) oppure nel DCO 5 del 15 gennaio 2015, in cui sono stati presentati gli obiettivi e le linee di intervento del prossimo periodo tariffario.

Riteniamo pertanto che l'Autorità **avrebbe dovuto programmare e annunciare con largo anticipo** una misura di così rilevante impatto per le imprese e sottoporre la proposta e le diverse opzioni alternative di intervento **al tipico processo di Analisi di Impatto Regolatorio**.

Volendo fare un confronto con gli altri regolatori che hanno affrontato tale tematica, ricordiamo che **Ofgem**, per evitare eccessive discontinuità nei ricavi riconosciuti e non impattare sulla sostenibilità degli investimenti, **annunciò già ad ottobre 2010 (ovvero con un anticipo di oltre 4 anni) che ad aprile 2015 avrebbe allungato le vite regolatorie degli asset** (principio peraltro già anticipato fin dal 2004).

Inoltre il regolatore inglese decise, dopo un articolato processo di consultazione, di allungare la vita utile degli asset **limitatamente ai nuovi investimenti** effettuati a partire dal 1° aprile 2015, proprio per non creare disconti nità finanziarie.

Dell'esperienza UK, l'Autorità si è limitata a riportare nel DCO 544 lo studio commissionato nel 2010 da Ofgem alla società di consulenza **Cambridge Economic Policy Associates (CEPA)** che ha condotto un'analisi specifica sugli asset e sugli scenari di sviluppo del mercato inglese. **Tale studio non si può applicare tout court ad un altro Paese e dopo 5 anni**, in un momento in cui il settore sta vivendo trasformazioni così profonde (riforma tariffe domestici, sviluppo rinnovabili, necessità di interventi strutturali per migliorare la resilienza e la qualità del servizio).

Riteniamo pertanto che **la decisione dell'Autorità (che per Enel Distribuzione avrebbe un impatto di circa 120 milioni di euro) avrebbe dovuto essere supportata da specifiche analisi relative alla vita degli asset, nel contesto dei possibili scenari di evoluzione del settore in Italia, e da argomentazioni ben più approfondite** rispetto alla trattazione generica effettuata nell'ambito della consultazione.

L'allungamento delle vite utili, pur essendo indifferente per imprese e clienti se valutato a vita intera, **comporta un impatto rilevante sui ricavi tariffari nel breve termine**.

Per questo motivo tipicamente i regolatori utilizzano tale misura **per assicurare stabilità ai ricavi**.

Nel 2004, ad esempio, l'Autorità stessa, quando decise di allungare le vite utili, si pose il problema di non sottrarre risorse agli investimenti delle imprese e bilanciò l'effetto della

revisione delle vite utili con la rivalutazione della RAB (cfr. Relazione tecnica alla Delibera 05/2004 - pag. 13). **Invece l'utilizzo di tale misura in questo momento storico va ad aggravare ulteriormente un contesto già di per sé critico in quanto caratterizzato da altre misure che impattano sui flussi finanziari.**

Quanto alla motivazione addotta dall'Autorità, **Enel ritiene altamente improbabile che, nell'attuale contesto economico e finanziario, le imprese siano incentivate a sostituire anticipatamente cespiti ancora funzionanti, se non strettamente necessario.** Viceversa, un allungamento della durata della vita utile potrebbe penalizzarle, togliendo loro la flessibilità di poter effettuare gli investimenti di sostituzione nei tempi corretti e con un'adeguata programmazione.

In caso di allungamento delle vite utili, l'impresa potrebbe dover procedere, in modo ancora più frequente, alla sostituzione di cespiti non ancora completamente ammortizzati, sostenendo anche **l'ulteriore onere di dismissione** per il costo residuo non ammortizzato. A titolo di esempio le casistiche potrebbero essere le seguenti:

- necessità di adeguamento della rete al carico (ad es. in caso di modifica dei comportamenti di prelievo per effetto di riforme tariffarie o diffusione auto elettrica o riscaldamento domestico ecc.);
- necessità di rifacimento delle reti per il miglioramento della resilienza della rete anche in aree dove la qualità del servizio è buona (performance al di sotto dei livelli di riferimento);
- esigenza di innovazione tecnologica e smartizzazione della rete necessaria per consentire una efficiente ed efficace gestione della stessa, a fronte anche del forte sviluppo delle fonti rinnovabili.

Inoltre, poiché **la vita regolatoria degli asset dipende, tra gli altri fattori, anche dagli interventi manutentivi** non è corretto allungare la vita utile dei cespiti senza modificare il livello dei costi riconosciuti.

Quanto sopra detto ci fa ritenere che lo strumento più adatto per trattare tale argomento sia la metodologia Totex, in quanto nell'ambito della determinazione della spesa totale riconosciuta, l'Autorità potrebbe valutare congiuntamente la congruità del livello degli investimenti di sostituzione e quella dei costi di manutenzione degli asset.

La proposta appare ancora più anacronistica, se confrontata con alcune **misure fiscali agevolative** allo studio del Governo nell'ambito della **Legge di stabilità 2016** le quali, proprio in materia di ammortamenti, prevedrebbero invece l'applicazione di una maggiorazione nell'ordine del 40% del valore dell'investimento in beni nuovi finalizzata ad incentivare gli investimenti per la "ripresa" del Paese, anche nei settori infrastrutturali.

Infatti, sottolineiamo che **eventuali modifiche alle vite utili regolatorie avrebbero ripercussioni anche sulla determinazione degli ammortamenti fiscali**, in virtù dell'art.102 bis del T.U.I.R. (commi 2 e 5) che per le attività regolate, tra cui la distribuzione elettrica, prevede l'adeguamento automatico delle aliquote fiscali in seguito a una modifica di quelle regolatorie. Ciò comporterebbe un allungamento del periodo rilevante per la deduzione IRES degli ammortamenti, e in definitiva un **decremento dei flussi di cassa a disposizione delle imprese**.

Ribadiamo altresì l'intempestività della proposta anche per l'**impossibilità di modificare in tempo utile (1° gennaio 2016) i sistemi informativi aziendali, tenuto conto della forte integrazione ed interrelazione esistente tra i diversi sistemi informatici utilizzati** da Enel Distribuzione, degli elevati volumi di dati da gestire (oltre 1 milione di cespiti/anagrafiche attualmente presenti nel libro dei beni ammortizzabili).

In conclusione, Enel non condivide l'ipotesi di allungamento della vita utile, che dovrebbe essere soggetta ad una valutazione A.I.R. ed eventualmente essere implementata nella seconda parte del periodo regolatorio (in occasione dell'introduzione dei Totex).

In alternativa, nell'ottica di garantire un adeguato transitorio, come fatto recentemente in UK, l'allungamento delle vite utili potrebbe essere introdotto **limitatamente ai nuovi investimenti, a partire da quelli successivi al 31 dicembre 2016**, considerando la citata difficoltà di implementazione dei sistemi informatici delle imprese.

2. MISURE PER LA COMPENSAZIONE DEL LAG REGOLATORIO

La proposta dell'Autorità di non riconoscere la quota di ammortamento relativamente agli investimenti entrati in esercizio nell'anno precedente a quello di riconoscimento tariffario **riteniamo che sia, oltre che inattesa, anche non motivata.**

Nelle precedenti consultazioni l'Autorità **non aveva esplicitato la suddetta intenzione** e di conseguenza gli operatori non avevano fatto osservazioni in merito.

La proposta di eliminazione del *lag* regolatorio **è finalizzata a ridurre il tempo tra il momento in cui l'operatore sostiene l'ammortamento e gli oneri finanziari dell'investimento e il momento in cui lo stesso comincia ad essere ripagato dalla tariffa**, secondo il principio quindi che la tariffa deve essere aderente ai costi necessari allo svolgimento del servizio.

Se l'investimento entra nel capitale investito riconosciuto già l'anno successivo dovrebbero quindi essere riconosciuti **sia la quota annuale di ammortamento del cespite che la remunerazione sul capitale investito**, in modo da allineare il pagamento della quota di ammortamento degli investimenti da parte dei consumatori, rispetto al costo sostenuto dagli operatori.

La proposta di non riconoscere la quota di ammortamento è pertanto altamente discrezionale e non giustificata dal punto di vista economico, e volta esclusivamente a limitare il beneficio derivante dall'anticipo della quota di ammortamento dell'anno.

È bene, infatti, evidenziare che la misura proposta è a parità di NPV nel lungo termine, e quindi, come riportato nelle osservazioni di carattere generale, **l'Autorità potrebbe utilizzarla in maniera anticiclica** in modo da mantenere un flusso di ricavi stabile e favorire la ripresa degli investimenti nei settori infrastrutturali.

D'altra parte, il principio di riconoscimento della quota di ammortamento è stato **correttamente riconosciuto dall'Autorità** nel settore della distribuzione del gas naturale, in cui il *lag* regolatorio è stato eliminato a partire dal 2014.

Qualora l'Autorità non riconoscesse l'ammortamento degli investimenti dell'anno precedente allora si verrebbe a determinare:

- una **forte disparità di trattamento con il settore della distribuzione del gas naturale**
- e non sarebbe garantito il **principio comunitario di riconoscimento dei costi sostenuti** per lo svolgimento di un servizio regolato in concessione.

Inoltre, rispetto al DCO 335 l'Autorità ha anche modificato la modalità di compensazione del *lag* regolatorio per gli investimenti entrati in esercizio negli anni 2012-2014, proponendo che per le imprese che accedono al regime di determinazione puntuale dei costi di capitale sia mantenuto l'attuale meccanismo (maggiorazione del WACC dell'1%).

Anche su tale punto **Enel Distribuzione** ribadisce quanto espresso nella risposta al precedente DCO e cioè che **ritiene preferibile introdurre una maggiorazione forfetaria**

delle immobilizzazioni nette per il periodo 2012-2014, calcolata sulla base del valore attuale netto dei riconoscimenti tariffari che si sarebbero applicati nell'ipotesi di maggiorazione dell'1% del WACC per il periodo di vita utile residua, in un'ottica di **maggiore certezza regolatoria**, eliminando l'alea della conferma del suddetto riconoscimento anche nei successivi periodi tariffari.

3. DETERMINAZIONE DEL PARAMETRO BETA AI FINI DEL CALCOLO DEL TASSO DI REMUNERAZIONE DEL CAPITALE INVESTITO (WACC)

L'Autorità ha proposto una forchetta del Beta *unlevered* del servizio di distribuzione pari a 0,36-0,39 rispetto ad un valore attuale pari a 0,39.

Tale proposta risulta altamente discrezionale e non giustificata dalle evidenze empiriche e dalle valutazioni sul contesto di rischio generale dell'attività.

Purtroppo, non è possibile replicare più nello specifico alla proposta dall'Autorità in quanto **non sono state specificate nel dettaglio** sia le modalità di identificazione dei valori della forchetta proposta (utilizzo del Beta *adjusted*, valori medi delle diverse analisi) sia il *panel* di imprese utilizzate nel calcolo.

In risposta al DCO 275/2015 Enel aveva evidenziato e portato all'attenzione dell'Autorità **le analisi quantitative effettuate con riferimento alle società quotate estere e nazionali** sia di operatori proprietari di reti di trasporto sia di operatori integrati.

A tale proposito, concordiamo con la raccomandazione espressa nel report di Brattle di **escludere dal *panel* di riferimento le società meno liquide (individuate attraverso un'analisi puntuale in Elia, Hera, ACEA e REN)**, in quanto i risultati delle analisi, data la poca significatività degli scambi, sarebbero non rappresentativi.

Le analisi riportate nella precedente risposta hanno evidenziato **un rialzo consistente sia della forchetta del *raw* Beta** (valori stimabili tra lo 0,41-0,6) **che di conseguenza di quello *adjusted* (0,48-0,63)** calcolato facendo riferimento alle osservazioni giornaliere con un orizzonte biennale.

Le analisi su un orizzonte annuale indicano peraltro **valori ancora superiori** a conferma di una tendenza di incremento del parametro.

Con riferimento a tale aspetto, riscontriamo inoltre **un'incoerenza metodologica nel calcolo del parametro** con l'utilizzo da parte anche dell'Autorità di una finestra di analisi

dei dati degli ultimi 5 anni rispetto all'orizzonte biennale proposto nella consultazione 275/2015. In tale documento questa scelta è stata **condivisa da tutti gli operatori** e supportata anche dalle raccomandazioni di Oxera, Nera e Brattle nei relativi report.

Infatti, rispetto all'orizzonte di analisi dei rendimenti azionari osserviamo che, essendo il livello del Beta fisso per i prossimi 6 anni, quest'ultimo dovrebbe essere **quanto più possibile stimato con valori recenti**.

Un orizzonte biennale era, quindi, stato considerato, come evidenziato dall'Autorità stessa nel DCO 275, un giusto compromesso tra le **necessità di numerosità del campione** in modo da garantire robustezza e significatività all'analisi e di esigenza di **applicazione pro futuro del parametro stimato**.

In quest'ottica, l'aumento del parametro Beta di quest'ultimo periodo è in parte da attribuirsi alle condizioni più normali dei mercati finanziari (tipicamente le Utilities sono ritenute dei titoli rifugio molto meno volatili in condizioni di crisi). L'applicazione, quindi, di un valore desunto anche dall'analisi dei rendimenti nel periodo di crisi finanziaria dei debiti sovrani (2011-2013) **risulterebbe quindi molto penalizzante per le imprese e potrebbe non riflettere le condizioni reali dei prossimi anni**.

In conclusione, **riteniamo in ogni caso corretto**, come già argomentato nella risposta al DCO 275, fare riferimento, oltre che ai dati biennali, anche al **Beta adjusted**, in linea con la prassi finanziaria e con le determinazioni effettuate per il beta per il servizio di distribuzione gas (Relazione AIR della Delibera 573/2013).

Passando a considerazioni più "qualitative", l'Autorità ha affermato nelle precedenti consultazioni che oltre all'analisi quantitativa avrebbe svolto un'analisi "di coerenza" con il contesto generale e regolatorio nel quale l'impresa svolge il servizio.

In questo ultimo documento, così come in quelli precedenti, non sono presenti considerazioni su aspetti di contesto generale.

Riportiamo di seguito alcuni aspetti del contesto regolatorio tipici dell'attività del servizio di distribuzione "oggettivamente differenti" rispetto alla revisione tariffaria del quarto periodo regolatorio.

È, a nostro parere, indubbio che i rischi del servizio di distribuzione **sono notevolmente aumentati rispetto all'ultima revisione regolatoria**.

Facciamo in primo luogo riferimento a **situazioni oggettive e specifiche del servizio di distribuzione**, quali la gestione di eventi esterni non modificabili e l'interazione con una molteplicità di soggetti, in particolare:

- gestione del **rischio contenzioso di oltre 600.000 produttori rinnovabili** connessi alla rete di Enel Distribuzione. In poco più di due anni l'Autorità ha emanato più di **100 provvedimenti** - con riferimento alla Delibera 188/2012 - che coinvolgono Enel Distribuzione. Si tenga conto del fatto che le decisioni di tali delibere potrebbero incrementare anche il **contenzioso** in sede civile.
- **differente profilo di rischio legato agli investimenti innovativi in ottica *smart grids***.
- **maggiore rischio credito di centinaia di venditori del mercato libero**. Su tale tema si ritiene in ogni caso necessario istituire un meccanismo di rimborso ad hoc come evidenziato nel paragrafo 4.
- rilevanti **cambiamenti climatici** in atto su scala globale e nazionale, in seguito ai quali è sensibilmente aumentata la probabilità del verificarsi di eventi atmosferici avversi (forti nevicate, picchi eccezionali di alte temperature, siccità, alluvioni, ecc.), con relativi impatti in termini di qualità del servizio, necessità di ripristino degli **asset** di rete danneggiati e maggiori rischi di reclami e contenziosi attivati dai clienti;
- **maggiore probabilità di dismissione anticipata di *asset*** dovuta alla sostituzione di componenti di rete "tradizionali" con componenti innovativi (che presentano un tasso di guasto più elevato e/o una vita "tecnologica" più breve) oppure a seguito di danni derivanti da cause esterne accidentali o dolose (furti di rame o frodi di energia).

Con riferimento al contesto regolatorio è, altresì, evidente come nei prossimi anni **la regolazione diventerà sempre più rischiosa e sfidante per il distributore**, in particolare:

- **le efficienze marginali dei costi operativi saranno molto limitate**. Il meccanismo di *profit sharing* è destinato quindi ad azzerarsi; anzi diventa sempre più probabile l'eventualità di non riuscire a contenere i costi al di sotto di quelli riconosciuti, il che implica non solo un mancato profit sharing, ma anche un mancato riconoscimento dei costi effettivi (ad esempio già nel prossimo periodo i costi effettivi del servizio di misura sono superiori a quelli riconosciuti);

- la regolazione della Qualità del Servizio ha ormai raggiunto **livelli elevati** e, di conseguenza, un **miglioramento anche marginale** degli indicatori di durata e numero delle interruzioni, **comporta un impegno notevole da parte del distributore in termini di investimenti**;
- la regolazione delle perdite di rete impone a partire dal 2016 **un percorso di efficientamento delle perdite commerciali molto sfidante**, specialmente in alcune aree del Paese.

Il valore a rischio dei ricavi totali riconosciuti al distributore è **quindi sensibilmente aumentato e quantificabile in alcune centinaia di milioni di euro**.

Ad ulteriore aggravio di questo contesto, l'Autorità ha esplicitato l'intenzione di non riconoscere, rispetto a 4 anni fa, alcuni costi operativi relativi ai costi assicurativi proprio perché riconosciuti nel Beta. Di conseguenza, anche solo per questo motivo a parità di condizioni, il parametro Beta avrebbe dovuto essere rivisto al rialzo rispetto a quello fissato 4 anni fa.

Sulla base del fatto che **negli ultimi anni si è incrementato il divario con la rischiosità del servizio di trasmissione** (vedi punti precedenti), riteniamo inoltre necessaria una maggiore **differenziazione** del WACC tra il servizio di trasmissione e quello di distribuzione e misura elettrica così come stabilito per il settore del gas naturale che **presenta oggi una differenziazione molto più ampia del tasso riconosciuto tra i servizi regolati** pari a 70 bps (trasporto versus distribuzione).

Ribadiamo, infine, quanto già espresso in risposta al DCO 509/2015 **ovvero riteniamo necessario distinguere il Beta *unlevered* della misura da quello della distribuzione** in virtù del *roll out* dei contatori elettronici di seconda generazione, durante il prossimo periodo regolatorio.

La suddetta motivazione è stata considerata dall'Autorità quando **ha mantenuto la differenziazione del Beta dell'attività di distribuzione da quella della misura del gas naturale** (punto 35.34 della Relazione AIR del testo integrato tariffe distribuzione gas - Delibera 573/2015) e non si vede come non debba valere anche per il settore elettrico indipendentemente dalla eventuali misure di incentivazione del distributore sulle tempistiche di sostituzione dei misuratori in ottica output based.

L'attività di misura, inoltre, potrebbe andare incontro ad **ulteriori specifici aggravii di rischiosità** dovuti a quanto proposto nel DCO 446/15 riguardo all'**estensione del**

trattamento orario dei dati di misura anche per i clienti con potenza impegnata al di sotto dei 55 kW.

Nel caso in cui l'Autorità decidesse di mantenere un Beta unico per il servizio di distribuzione e misura di energia elettrica allora è necessario considerarla nel Beta *unlevered* complessivo.

4. LIVELLO DEI COSTI OPERATIVI RICONOSCIUTI

L'Autorità ha proposto nel DCO 335/2015 e confermato nel DCO 544/2015, nonostante la sostanziale contrarietà di tutti gli operatori, di **escludere alcune tipologie di costo** da quelli riconosciuti (in particolare **costi per assicurazioni, risarcimenti e contenziosi**) in quanto la loro copertura sarebbe "implicitamente garantita nei meccanismi di regolazione, ad esempio tramite la remunerazione del rischio" rappresentata dal **parametro Beta (par. 7.8 del DCO 544)**.

Aggiungendo a tali costi anche quelli per **dismissioni anticipate**, il totale dei costi 2014 di Enel Distribuzione non riconosciuti ammonterebbe a **oltre 60 milioni di Euro**.

Tabella 1. Costi 2014 di Enel Distribuzione non riconosciuti in tariffa (valori in milioni di euro)

Premi assicurativi non obbligatori	25,1
Oneri per franchigie assicurative (utilizzo Fondo)	15,1
Ricavi da risarcimenti per rimborsi danni	- 11,4
Oneri per contenzioso (utilizzo Fondo)	7,7
Canoni di affitto per l'utilizzo di infrastrutture di rete di terzi	1,1
Oneri per dismissioni cespiti (valore netto rivalutato)	23,2
TOTALE COSTI NON RICONOSCIUTI	60,8

A tale proposito, Enel ribadisce quanto già affermato nella risposta al DCO 335 e aggiunge ulteriori argomentazioni a supporto.

In primo luogo, si ritiene che il mancato riconoscimento di tali costi, tipici dell'attività di distribuzione oltre che ricorrenti, sarebbe contrario al principio di aderenza della tariffa ai costi (sancito dalla Direttiva 2009/72).

Sottolineiamo che **i costi assicurativi rispondono ad un principio di diligenza nella gestione aziendale**, in quanto sono indispensabili per tutelare in maniera adeguata asset e risorse in genere (oltre che i terzi) e per svolgere in sicurezza tutte le attività relative alla gestione caratteristica. Qualora i distributori decidessero di limitare le proprie coperture assicurative a quelle obbligatorie per legge, sarebbero esposti ad eventi imprevedibili dalle conseguenze potenzialmente disastrose in termini di **costi, che quindi, secondo il principio di copertura dei costi e di salvaguardia dell'equilibrio economico-finanziario delle imprese, dovrebbero essere coperti dal sistema tariffario (e quindi andrebbero a gravare sul cliente finale).**

Parimenti, **i costi per risarcimenti e contenziosi** sono da ritenersi del tutto **fisiologici** per imprese che gestiscono milioni di clienti e asset diffusi in maniera capillare su tutto il territorio, mentre **i canoni di affitto per l'utilizzo di reti di terzi** sono da considerarsi **sostitutivi dell'investimento/ammortamento** che l'impresa avrebbe sostenuto se avesse realizzato in proprio l'infrastruttura necessaria, e che avrebbe trovato riconoscimento ai fini tariffari (peraltro l'impresa deve obbligatoriamente riconoscere tali canoni, come anche previsto dalle norme primarie).

In secondo luogo, queste tipologie di costo, in quanto tipiche e ricorrenti, non possono essere “coperte” dal parametro Beta, che invece esprime il rischio strutturale e non diversificabile del settore, e tiene conto esclusivamente di rischi imprevedibili ed eccezionali, quindi ineliminabili. **Non ci risultano, infatti, nella teoria finanziaria né nei precedenti regolatori, riferimenti alla circostanza che il Beta possa sopperire al mancato riconoscimento di costi tipici e ricorrenti**, quali quelli di cui si sta trattando.

Inoltre, il parametro Beta viene desunto da un *panel* di **società comparabili** (anche a livello internazionale), che **tipicamente, al pari di Enel Distribuzione, gestiscono la propria attività caratteristica facendo ricorso alle coperture assicurative** a tutela del proprio patrimonio e delle proprie risorse, quindi tale parametro riflette un livello di rischio mitigato proprio dal ricorso alle coperture assicurative.

Come evidenziato anche nella **Tabella 1**, nel caso in cui i costi delle assicurazioni fossero riconosciuti, riteniamo corretto che, in sede di definizione delle tariffe, **i ricavi per eventuali risarcimenti incassati siano portati a detrazione dei costi** a cui si riferiscono.

Riguardo ai **costi per l'incentivo all'esodo (par. 7.9 DCO 544)**, che la stessa Autorità ritiene ammissibili al riconoscimento tariffario nella quota di natura ricorrente, **non si comprende perché tale riconoscimento non debba superare il 50%-70% di tale quota.**

Il riconoscimento parziale dovrebbe riguardare al più la quota di incentivo, mentre la cosiddetta quota “isopensione” (pari al contributo versato all’INPS per il pagamento della pensione anticipata) dovrebbe essere riconosciuta in misura integrale, in quanto equivalente (anzi inferiore) alla retribuzione che sarebbe stata pagata al dipendente qualora fosse rimasto in servizio.

Infine, come già segnalato nella risposta al DCO 335, con riferimento agli **oneri per crediti inesigibili**, considerando:

- il **maggiore rischio credito del distributore** dovuto alla crescente numerosità dei venditori (anche di piccola dimensione e meno affidabili nei pagamenti) e al sistema di garanzie previste dal codice di rete (possibilità di utilizzo del *rating* in luogo delle fidejussioni),
- le disposizioni della **Delibera 268/2015** (secondo cui dal 1° gennaio 2016 i distributori cesseranno di trattenere la quota dello 0,5% del fatturato a copertura del rischio morosità),

è necessario che per il prossimo periodo tariffario l’Autorità definisca una **procedura ad hoc per il riconoscimento di tali oneri, ad esempio attraverso un meccanismo di integrazione dei costi, da attivare nel caso in cui il distributore, nonostante tutte le azioni poste in essere, rimanga con un credito non più recuperabile.**

In conclusione, in nome del rispetto del principio dell’aderenza della tariffa ai costi (Direttiva 2009/72), Enel richiede il pieno riconoscimento di tutti i costi operativi attinenti alla gestione caratteristica.

5. RIPARTIZIONE E ARCO TEMPORALE DEI RECUPERI DI PRODUTTIVITÀ DEL TERZO E QUARTO PERIODO REGOLATORIO

In relazione al tema della restituzione ai clienti finali dei **recuperi di produttività conseguiti nel quarto periodo regolatorio**, sottolineiamo che l’attuale proposta dell’Autorità (recupero in quattro anni entro il 2019) è ulteriormente peggiorativa rispetto a quella proposta nel DCO 335 (recupero in sei anni entro il 2021), che già accorciava di due anni il periodo di recupero, precedentemente fissato in otto anni.

In ogni caso, qualora l’Autorità intendesse confermare le ipotesi previste ai par. 8.6 e 8.7 del DCO 544, **riteniamo preferibile, in ottica di stabilità regolatoria l’ipotesi di**

trasferire interamente i recuperi ai clienti finali entro il 2019, ma con una ripartizione simmetrica degli stessi (50% clienti - 50% imprese).

Infatti l'ipotesi di ripartizione asimmetrica (75% clienti - 25% imprese il primo anno, con allungamento dei tempi di recupero fino al 2023), anche se a pari NPV nel lungo termine, costituirebbe un'ulteriore penalizzazione dei flussi di cassa a breve.

6. MODALITA' DI RICONOSCIMENTO DEI COSTI DI CAPITALE PER I MISURATORI DI SECONDA GENERAZIONE

In relazione al **riconoscimento degli investimenti in sistemi di *smart metering* di seconda generazione**, Enel, dato il ruolo di *leadership* tecnologica che l'ha contraddistinta anche nel panorama internazionale grazie all'implementazione pionieristica di un sistema di telegestione già a partire dall'inizio degli anni 2000 e che ancora oggi non ha eguali al mondo in termini dimensionali e prestazionali, **conferma la propria disponibilità** a tracciare un percorso congiunto con l'Autorità per addivenire alla migliore definizione di funzionalità/costi/benefici del sistema di seconda generazione.

Tuttavia, considerando le tempistiche che il Decreto 102 del Luglio 2014 ha fissato per la definizione dei requisiti funzionali e la necessità di provvedere alla sostituzione degli attuali contatori elettronici, che completeranno la loro vita utile tecnico-economica già a partire dal 2016 e, in quantità massiva negli anni successivi, rileviamo che la previsione di completamento dell'intero processo si attesta alla fine del primo semestre 2016, anche in virtù delle prevedibili complessità emerse nella prima consultazione di agosto 2015.

Tale **tempistica**, tuttavia, **non risulta coerente con le necessità tecnico-gestionali degli operatori** che necessitano di un tempo minimo per la predisposizione di un progetto di così ampia portata, sia economica che industriale, per l'intero Paese. Gli investimenti previsti, infatti, darebbero una spinta importante alla debole ripresa economica che, seppur tra molte incertezze, sembra affacciarsi nella nostra economia oltre che garantire un nuovo slancio nel processo di innovazione in corso sulle reti di distribuzione con particolare benefici sia per l'indotto che per i clienti/produttori e tutti gli attori del mercato coinvolti nei processi di misura. Ritardare oltremodo tale avvio, seppure in un condivisibile intento di cogliere le migliori opportunità tecnologiche oggi a disposizione, potrebbe rivelarsi una importante perdita di opportunità.

Inoltre, la decisione di tenere aperte molteplici soluzioni tecnologiche, alcune delle quali ancora non sufficientemente mature, può, ad avviso di Enel, risultare rischiosa per l'attività di misura, che essendo alla base di tutti i processi fondamentali del mercato elettrico, non può rischiare di subire un degrado prestazionale sia in termini di volumi gestiti, che di complessità architetture non necessarie.

In merito all'ipotesi di definire possibili forme di sperimentazione per il riconoscimento dei costi relativi ai sistemi di *smart metering* 2G con un **approccio di tipo TOTEX** evidenziamo alcune criticità. La potenziale applicazione in via sperimentale su investimenti rilevanti che devono essere avviati già nel 2016 non sembra coerente con il tempo minimo indispensabile per il confronto e la condivisione degli aspetti metodologici e operativi della nuova logica. Anche in questo caso, quindi, potrebbero determinarsi ulteriori ritardi per l'avvio effettivo del piano di installazione nonché potenziali rischi, sia per le imprese che per i consumatori, legati al poco tempo a disposizione per le attività preparatorie.

A tal proposito, Enel ribadisce la necessità di ricorrere, come già fatto per i gruppi di misura elettromeccanici, **a meccanismi di integrazione dei ricavi a fronte della sostituzione anticipata dei misuratori** rispetto al termine della vita utile, in virtù del salto tecnologico e dei **consistenti benefici apportati al sistema**.

Infine, evidenziamo che **non si concorda con la proposta di prevedere il riconoscimento dei costi a rate costanti** in luogo dell'approccio vigente di riconoscimento a rate decrescenti in quanto non coerente con il profilo temporale dei costi sostenuti dalle imprese.

7. PROMOZIONE SELETTIVA DEGLI INVESTIMENTI PER IL POTENZIAMENTO DELLA RESILIENZA DELLA RETE

Come già evidenziato nell'ambito della risposta al documento per la consultazione 415/2015/R/EEL, **le interruzioni per forza maggiore** costituiscono, per loro natura, una casistica di guasto difficilmente prevedibile e fuori dalla responsabilità dei gestori di rete.

Enel riconosce in ogni caso che nella percezione dell'utenza, l'impatto di tale tipologia di interruzione è notevole, soprattutto se correlata a fenomeni meteo particolarmente severi e distruttivi che portino a sollecitazioni superiori ai limiti di progetto, oppure a condizioni di temperatura ed irraggiamento solare anomale ed eccessivamente stressanti per i componenti di rete.

Per tali motivazioni, si condivide l'orientamento dell'Autorità di approcciare in maniera graduale il problema, indirizzando un opportuno piano di interventi, condiviso con gli operatori e tarato sulle effettive esigenze dell'utenza, sullo stato della rete di distribuzione, sulla severità degli eventi meteo e sulla reale probabilità di accadimento di suddetti eventi.

A tal proposito, Enel si rende disponibile a **trasmettere un piano di lavoro** finalizzato all'adozione di misure regolatorie volte all'incremento della resilienza del sistema elettrico e relativo alle tematiche evidenziate dall'Autorità all'Articolo 23.7 del presente Documento per la Consultazione, entro i termini previsti nel medesimo articolato.

Resta però necessario **approfondire l'impatto economico** che tali interventi possono determinare sugli operatori e sul sistema nel suo complesso.

È necessario infatti tenere in debita considerazione i seguenti aspetti:

- Le aree geografiche maggiormente impattate dagli eventi meteorologici severi degli ultimi anni, sono **ambiti territoriali in cui la qualità del servizio fornita è già oggi molto elevata**; si pensi, a titolo di esempio, alle forti nevicate occorse nel corso del mese di febbraio 2015: i disservizi hanno interessato diversi Comuni dell'Emilia Romagna e in forma più lieve alcuni Comuni della Lombardia, due Regioni contraddistinte dai più alti standard di qualità del servizio al livello nazionale.
- Gli interventi sugli impianti per incrementare la resilienza della rete prevedono, in taluni casi, la sostituzioni di componenti e linee spesso ben lontani dal termine della loro vita utile. **Si fa presente come tale dismissione anticipata degli asset di rete vada in contrasto con quanto previsto nel presente documento per la consultazione in merito all'allungamento delle vite utili regolatorie.**
- Infine, le mutate condizioni climatiche stanno facendo **crescere in modo esponenziale la rischiosità del settore** oltre che l'onere in capo agli operatori che si trovano a dover affrontare extra costi, sia operativi per la gestione delle fasi di emergenza che in termini di capitale per il ripristino degli impianti danneggiati.

Questo, in un'ottica di futura applicazione dei menù regolatori con *“opzioni qualità”* a rischio crescente, **disincentiverebbe gli operatori ad adottare volontariamente i menù con le opzioni qualità a rischio maggiore**, ovvero quelle opzioni che includono le interruzioni dovute a forza maggiore nella regolazione premi-penali.

Nel caso di adozione di tali opzioni qualità più rischiose, i Distributori si troverebbero a dover fronteggiare le conseguenze in termini di interventi sulla rete e prestazioni degli

indicatori della qualità del servizio, derivanti da eventi meteo sempre più gravosi e frequenti nel tempo.

8. INTRODUZIONE DI MECCANISMI DI GARANZIA PER IL DISTRIBUTORE CONSEGUENTI ALLA RIFORMA TARIFFARIA DEI CLIENTI DOMESTICI

La Delibera 582/2015/R/EEL che ha avviato la riforma delle tariffe per i clienti domestici ha previsto che dal 1° gennaio 2017 - al fine di incentivare i clienti a scegliere il livello ottimale della potenza impegnata – sarà definito un periodo di 24 mesi in cui sarà ridotta l'entità, rispetto ad oggi, dei contributi di connessione e dei diritti fissi che il cliente deve riconoscere all'impresa di distribuzione per variazioni della potenza contrattualmente impegnata quando effettuata da remoto (senza necessità di intervento in loco da parte del distributore).

Al fine di compensare le imprese distributrici del mancato incasso dei contributi in quota fissa, andrebbe previsto un meccanismo di perequazione nell'ambito del quale il distributore sarebbe compensato del minore ricavo calcolato moltiplicando il numero delle variazioni di potenza effettuate nel periodo di riferimento per il valore del contributo. Tale meccanismo, basandosi sulle variazioni di potenza effettivamente realizzate, sarebbe più puntuale e quindi preferibile rispetto ad una stima ex-ante del mancato ricavo sulla base dei consuntivi del 2014. Peraltro l'utilizzo del dato 2014 potrebbe risultare non rappresentativo del numero di operazioni effettuate considerato l'effetto incentivante indotto dall'esonero del pagamento del contributo in quota fissa. A ciò si aggiunga anche che si tratterebbe di un dato gestionale e non contabile sul quale non sarebbe corretto basare decisioni tariffarie.

La stessa Delibera ha previsto un **incremento significativo degli oneri di sistema per i clienti non residenti (secondo case), che potrebbe spingere i clienti a cessare le relative forniture o a mantenerle attive solo per periodi limitati.**

Si potrebbe quindi assistere ad una riduzione dei ricavi riconosciuti sia del distributore che delle società di vendita; riduzione anche significativa considerato il numero non trascurabile di utenze relative a seconde case che ad oggi risultano attive. Pertanto **sarebbe necessario prevedere meccanismi di garanzia dei ricavi del distributore e delle società di vendita al fine di sterilizzare il suddetto effetto.** In particolare, si potrebbe prevedere, almeno in una prima fase transitoria e fino a che non si è

stabilizzato l'effetto delle nuove tariffe, una logica di riconoscimento dei ricavi indipendente dal numero dei punti di prelievo relativi a clienti non residenti.

Gli operatori dovrebbero essere quindi perequati rispetto ad un ricavo di riferimento espresso in milioni di euro anziché in euro per cliente.

RISPOSTE AGLI SPECIFICI SPUNTI IN CONSULTAZIONE

S1. Osservazioni in merito alla durata del periodo regolatorio.

Gli importanti risultati raggiunti in termini di riduzione della durata e del numero delle interruzioni, a partire dall'avvio della regolazione della qualità del servizio, sono il frutto di una disciplina matura per la quale, così come previsto dall'Autorità, è attesa un'evoluzione a valle della conclusione del processo di consultazione per il prossimo periodo di regolazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica.

Enel ritiene che tale evoluzione debba orientarsi verso **una maggiore contestualizzazione** degli obiettivi, focalizzandosi verso **specifiche tipologie di clientela e indici di performance**, al fine di indirizzare gli investimenti per il raggiungimento di **livelli ottimali** di qualità del servizio, secondo un piano di interventi orientato a massimizzare il beneficio per il sistema.

Suddetti orientamenti risultano, peraltro, in linea con quanto espresso da AEEGSI in sede di presentazione degli Obiettivi Strategici per il quadriennio 2015-2018, in cui si auspicava l'attuazione di **una regolazione selettiva per gli investimenti infrastrutturali** (rif. Obiettivo OS6), rivolta ai benefici sistemici connessi allo sviluppo di progetti infrastrutturali mirati.

Inoltre, nella prospettiva di traguardare l'attuale regolazione della qualità del servizio sulle reti elettriche verso una futura regolazione basata su **logiche di riconoscimento della “spesa totale”** (c.d. modello TOTEX), valutazioni sulla sostenibilità degli investimenti rapportata agli effettivi benefici del sistema diventano di primaria importanza. Enel ritiene pertanto più opportuno riferirsi **non più ad un “livello obiettivo”** - relativo ad ambiti di concentrazione che racchiudono al loro interno tipologie di clienti estremamente diversi tra loro - **ma ad un livello di qualità “ottimale”** che venga calibrato sulle effettive esigenze dei clienti.

In quest'ottica, come già espresso in occasione della risposta al documento per la consultazione 415/2015/R/EEL, Enel accoglie con favore la proposta avanzata da codesta Autorità di **prolungare il nuovo periodo regolatorio a otto anni, con orizzonte temporale al 2023**. Tale estensione del periodo regolatorio, offre agli operatori di settore un **quadro stabile sul medio-lungo periodo** permettendo di pianificare gli investimenti in struttura di rete, **sinergizzando gli interventi** necessari sia per la **riduzione del numero**

delle interruzioni, sia per la **resilienza di rete**, già approfonditi nel paragrafo sulle osservazioni generali al predetto documento.

S2. Osservazioni in merito alle implicazioni del passaggio ad un periodo di otto anni con riferimento alla regolazione della qualità.

Come già ribadito nel precedente spunto di consultazione, Enel ritiene condizione ottimale quella di far **coincidere l'anno di raggiungimento del livello obiettivo per il numero delle interruzioni con la fine del periodo regolatorio al 2023**, così come ipotizzato dall'Autorità nel presente documento di consultazione.

Inoltre, come già espresso nella risposta al documento per la consultazione 415/2015/R/EEL, si ritiene che allineare il raggiungimento degli obiettivi alla fine del periodo regolatorio consentirebbe di cogliere al meglio gli effetti benefici derivanti dagli investimenti in struttura (nuove Cabine Primarie, raccordi AT e nuove linee MT) che per loro natura richiedono tempi relativamente lunghi, sia per la loro realizzazione che per raccoglierne pienamente l'effetto sugli indicatori di continuità del servizio.

Tali tempistiche sono dovute in larga parte a fattori esogeni, quali i tempi autorizzativi, e alla necessità di una pianificazione sostenibile delle attività in un'ottica di minimizzazione dell'impatto sulla clientela anche in termini di interruzioni programmate.

In merito all'avvio di una **regolazione sperimentale delle interruzioni con preavviso** con origine BT ed MT, Enel ribadisce di accogliere con favore tale proposta dell'Autorità, confermando di essere disponibile ad aderire a tale regolazione già a partire dal 2016.

In merito all'introduzione di **nuovi possibili gradi di concentrazione industriale** (zone geografiche "industrializzate"), relativi agli standard sul numero massimo annuo di interruzioni lunghe e brevi per gli utenti MT, Enel ribadisce di condividere l'orientamento dell'Autorità di definire una nuova modalità di aggregazione dei clienti di media tensione, che tenga conto del livello di industrializzazione del territorio, sempre nell'ottica di una maggiore focalizzazione della regolazione verso le specifiche esigenze della clientela.

S3. Osservazioni in merito al perimetro dei costi riconosciuti per il servizio di trasmissione.

Nessuna osservazione in merito.

S4. Osservazioni in merito alla fissazione dei livelli iniziali dei costi riconosciuti a copertura dei costi operativi.

S5. Osservazioni in merito ai criteri di aggiornamento annuale dei costi operativi riconosciuti.

Per quanto riguarda il livello dei costi riconosciuti e la ripartizione dei recuperi di produttività tra imprese e clienti (*profit-sharing*), si rimanda alla parte generale, in particolare ai paragrafi 4 e 5.

Concordiamo con la proposta di aggregare le attività connesse alla gestione delle infrastrutture di rete e le attività di commercializzazione.

Con riferimento al riconoscimento dei costi **c.d. “incrementali” o “sorgenti”**, il meccanismo previsto dall'Autorità (riconoscimento in sede di aggiornamento annuale) è corretto solo per i costi incrementali che non si possono prevedere e quantificare prima della determinazione regolatoria per il nuovo periodo.

I **costi incrementali** già noti e quantificabili a priori, in quanto conseguenti a modifiche regolatorie/normative, **dovrebbero invece essere riconosciuti** (in maniera stimata) nel **livello iniziale**, per evitare successivi riconoscimenti inefficienti a piè di lista.

S6. Osservazioni in merito alle ipotesi di compensazione del *lag regolatorio* nel riconoscimento degli investimenti.

Per quanto riguarda la modalità di applicazione della misura di compensazione del *lag regolatorio*, si rimanda alla parte generale (paragrafo 2).

Con riferimento alla previsione di penali automatiche in caso di consuntivi inferiori di oltre il 5% rispetto ai preconsuntivi (par. 10.16 del presente DCO), considerata la sostanziale stabilità degli investimenti in reti e in generale l'affidabilità dei sistemi previsionali di Enel Distribuzione, proponiamo di quantificarla sulla base di un tasso di interesse volto a sterilizzare l'effetto dell'anticipo, e di applicarla soltanto in caso di ripetuti “errori” nelle previsioni da parte degli operatori.

S7. Osservazioni sull'ipotesi di accorpamento delle tipologie di cespiti.

Condividiamo la proposta di accorpare in un'unica categoria le tipologie di cespiti “attrezzature, mezzi di trasporto, mobili e arredi e macchine d'ufficio”.

S8. Osservazioni sull'ipotesi di allungamento delle vite utili.

Per quanto riguarda la proposta di allungamento delle vite utili, si rimanda alla parte generale (paragrafo 1).

S9. Osservazioni in merito ai criteri per il trattamento dei contributi e del capitale circolante netto.

In un'ottica di stabilità regolatoria, e in considerazione delle modifiche regolatorie sui tempi di pagamento dei trader (Codice di rete) e del possibile peggioramento dei livelli di morosità, riteniamo più corretto mantenere la determinazione parametrica del CCN, pari all'1% delle immobilizzazioni nette.

S10. Osservazioni in merito ai criteri per la fissazione del parametro Beta.

Si rimanda alla parte generale (paragrafo 3).

S11. Osservazioni in merito ai criteri di aggiornamento del capitale investito riconosciuto per il servizio di trasmissione.

S12. Osservazioni in merito ai criteri di determinazione e aggiornamento degli ammortamenti per il servizio di trasmissione.

Nessuna osservazione in merito.

S13. Osservazioni in merito ai criteri di determinazione dei livelli iniziali del capitale investito riconosciuto per il servizio di distribuzione.

S14. Osservazioni in merito ai criteri di aggiornamento del capitale investito riconosciuto per il servizio di distribuzione.

S15. Osservazioni in merito ai criteri di determinazione e aggiornamento degli ammortamenti per il servizio di distribuzione.

Condividiamo i criteri di determinazione e aggiornamento del capitale investito e degli ammortamenti per il servizio di distribuzione, e chiediamo che sia garantita la massima

trasparenza dei dati, rendendo disponibili, in corrispondenza della pubblicazione delle tariffe di riferimento, i dati per singolo operatore relativi alla RAB (con disaggregazione secondo le voci del par. 17.14), alla quota di ammortamento e alle poste rettificative.

S16. Osservazioni sui criteri generali per il riconoscimento dei costi di capitale relativi al servizio di misura.

Enel condivide le proposte dell'Autorità.

S17. Osservazioni sulle ipotesi relative al riconoscimento degli investimenti in smart meter di seconda generazione.

In relazione al **riconoscimento degli investimenti in sistemi di *smart metering*** di seconda generazione, Enel conferma quanto già anticipato nei precedenti documenti di consultazione sul tema.

In particolare - per quanto si ritenga condivisibile la decisione dell'AEEGSI di procedere con un'analisi costi-benefici che valuti i progetti *smart metering* 2G nel loro complesso - **rileviamo che le tempistiche stanno diventando sempre più stringenti** e che non si registrano ulteriori iniziative a valle del DCO 416/2015, fatta eccezione per la recente emissione di una scheda tecnica di sintesi sulle evidenze emerse dalle risposte degli operatori ai documenti di consultazione, documento che si riferisce, peraltro, ad ulteriori nuovi requisiti non presenti nella proposta dell'AEEGSI, che devono essere valutati.

Pertanto, ci preme segnalare che l'avvicinarsi della scadenza della vita utile tecnico-economica relativa ai primi contatori installati nel 2001, senza che sia ancora stato avviato il processo di valutazione dei costi-benefici, comporta **un'alta probabilità di non riuscire a predisporre per tempo le attività necessarie** all'avvio del piano di sostituzione massiva. Infatti, una volta stabilite le funzionalità da parte dell'AEEGSI, il piano di sostituzione richiederà diversi *step* propedeutici e imprescindibili, quali tra l'altro l'avvio delle gare internazionali per l'approvvigionamento, la predisposizione delle gare per l'installazione massiva, l'organizzazione dei magazzini e della logistica e delle fondamentali attività di informazione e comunicazione ai clienti finali.

L'insieme di tutte queste attività, data la dimensione del progetto per Enel Distribuzione, **richiede tempistiche minime di 8/10 mesi**, a partire dalla definizione dei requisiti

funzionali, necessarie affinché l'intero processo di approvvigionamento ed installazione venga svolto in una modalità industrialmente implementabile e secondo le normative vigenti in tema di appalti.

Alla luce di tali considerazioni, riteniamo che **la tempistica del primo semestre 2016**, prevista per la chiusura delle specifiche funzionali da parte dell'Autorità, **non risulti congruente con la scadenza della vita utile**, sia dei primi contatori installati nel 2001, che di quelli installati l'anno successivo.

A questo va ad aggiungersi la recente richiesta di una potenziale integrazione di un ulteriore nuovo requisito relativo ad un canale di comunicazione alternativo (***Narrow Band Internet of Things***) che, come verrà meglio specificato nel corso del seminario pubblico, non costituisce a nostro avviso una soluzione di veloce implementazione, ma che comporta piuttosto **ulteriori notevoli ritardi nell'avvio dei piani di installazione**, che ad oggi non sono determinabili (a riguardo va considerato un tempo medio incompressibile di industrializzazione, che può essere anche maggiore di dodici mesi, provato sul campo su un numero congruo di componenti, a cui si aggiunge ogni altra attività necessaria a testare il funzionamento e l'affidabilità della soluzione, a valle della definizione da parte dei comitati tecnici competenti di un protocollo standard di comunicazione).

Infine, si ribadisce come lo svolgimento delle **analisi CBA** potrebbe essere più efficacemente e velocemente svolto prendendo a riferimento la **metodologia già ampiamente consolidata del JRC – Joint Research Center** - della Commissione Europea, sulla base della quale sono state svolte dai Paesi Membri della UE tutte le valutazioni per l'avvio dei principali progetti di *deployment* dello *smart meter* attualmente in corso in Europa.

Per quanto riguarda la migliore **strategia di sostituzione da adottare**, Enel concorda con l'Autorità sulla necessità di procedere con una valutazione complessiva dei costi nelle due diverse ipotesi (piano massivo verso sostituzione puntuale), da confrontare con i benefici derivanti per l'intero sistema dalla tempestiva disponibilità di un parco misuratori rinnovato e con nuove funzionalità con beneficio per tutti gli attori del mercato.

In merito all'ipotesi di definire possibili forme di sperimentazione per il riconoscimento dei costi relativi ai sistemi di *smart metering* 2G con un **approccio di tipo TOTEX** evidenziamo alcune criticità.

Infatti, come evidenziato nello stesso DCO 544/15, il grado di innovatività del nuovo approccio richiede un tempo adeguato per gli approfondimenti e le analisi propedeutiche alla sua applicazione, che viene individuato in circa 4 anni. Pertanto, la potenziale applicazione in via sperimentale su investimenti rilevanti che devono essere avviati già nel 2016 non sembra coerente con il tempo minimo indispensabile per il confronto e la condivisione degli aspetti metodologici e operativi della nuova logica. Anche in questo caso, quindi, potrebbero determinarsi ulteriori ritardi per l'avvio effettivo del piano di installazione nonché potenziali rischi, sia per le imprese che per i consumatori, legati al poco tempo a disposizione per le attività preparatorie.

A tal proposito, Enel ribadisce la necessità di ricorrere, come già fatto per i gruppi di misura elettromeccanici, **a meccanismi di integrazione dei ricavi a fronte della sostituzione anticipata dei misuratori** rispetto al termine della vita utile, in virtù del salto tecnologico e dei **consistenti benefici apportati al sistema** derivanti dalla disponibilità in tempi rapidi di un nuovo parco misuratori omogeneo a livello nazionale ed equamente disponibili per tutti i clienti finali.

Infine, evidenziamo che **non si concorda con la proposta di prevedere il riconoscimento dei costi a rate costanti** in luogo dell'approccio vigente di riconoscimento a rate decrescenti in quanto non coerente con il profilo temporale dei costi sostenuti dalle imprese.

S18. Osservazioni sui meccanismi di incentivazione degli investimenti di sviluppo dei sistemi di distribuzione nelle aree a forte penetrazione di generazione distribuita a fonte rinnovabile.

Relativamente al tema **dell'Osservabilità dei flussi di potenza e dello stato delle risorse diffuse sulle reti MT**, Enel concorda con il **livello base (OSS-1)** proposto da Codesta Autorità, che consiste nella possibilità di mettere a disposizione di Terna in tempo reale delle misure in cabina primaria ogni 20 secondi/1 minuto a fronte anche di un incentivo economico.

Con riferimento al livello più avanzato (OSS-2) Enel ribadisce che la stima dello stato e la previsione costituiscono due tipologie di informazione diverse.

Enel potrebbe fare una stima dello stato della fonte fotovoltaica, mentre per tutte le altre fonti è necessario effettuare misure dedicate, ad esempio per idroelettrico, e biomasse, la cui produzione non è funzione dalle previsioni meteo di irraggiamento.

Inoltre, si sottolinea che, ad oggi, non è disponibile alcuno studio che dia un ordine di grandezza ragionevole dell'accuratezza delle stime. Non si concorda, pertanto, con l'obiettivo quantitativo del $\pm 10\%$ proposto dall'Autorità. La quantificazione di tale obiettivo potrà essere effettuata solo ex-post, a valle di un congruo periodo di sperimentazione.

Si ribadisce la necessità di implementare il concetto della “reciprocità” dello scambio dati con Terna già a livello OSS-1, essendo comunque necessario, in questa fase, modificare le strutture dei dati scambiati TSO-DSO, ed essendo prevista una incentivazione anche per il TSO.

Per quanto attiene la **Regolazione di tensione su reti MT**, Enel concorda con quanto indicato dall'Autorità circa il requisito minimo per accedere all'incentivo da parte del distributore (funzionalità a livello REGV-1) ed è disponibile a ulteriori sperimentazioni come proposto dall'Autorità nell'ambito di progetti innovativi in ottica “smart cities” e di sistemi elettrici integrati delle isole non interconnesse.

In relazione all'incentivo, riteniamo utile valutare la congruità della quantificazione rispetto alla necessità di spingere gli operatori verso tale tipologia di investimento, piuttosto che propendere per soluzioni di tipo tradizionale.

S19 Osservazioni sui meccanismi di incentivazione degli investimenti di sviluppo dei sistemi di distribuzione nelle aree urbane

Con riferimento a possibili meccanismi di incentivazione degli investimenti di **sviluppo dei sistemi di distribuzione nelle aree urbane**, Enel è disponibile a condurre una sperimentazione relativa al sistema di telecontrollo BT (STB); tale sistema abilita la possibilità di gestire ed osservare la rete BT, in ottica “smart distribution systems”, oltre a permetterne il telecontrollo.

A riguardo sono in corso dei test preliminari anche nell'ambito del progetto Bari Smart City.

Con riferimento al **rifacimento delle colonne montanti** Enel è disponibile a effettuare un'analisi volta a individuare l'importo di tali interventi anche alla luce delle necessità derivanti dall'incremento dell'utilizzo di apparecchiature elettriche, come conseguenza della prossima riforma tariffaria dei clienti domestici. **A riguardo si ribadisce come la previsione di allungamento delle vite utili di tali asset sia in contrasto con la necessità di procedere ad un più rapido rinnovo di tali tipologie di cespiti.**

Enel è infine disponibile a ulteriori sperimentazioni sulle aree urbane.

S20. Osservazioni sulle ipotesi relative a meccanismi di incentivo agli investimenti per il servizio di trasmissione.

Nessuna osservazione in proposito.

S21. Osservazioni sulle ipotesi di regolazione tariffaria del servizio di trasmissione.

Con riferimento alla proposta dell'Autorità di confermare l'introduzione di una tariffa binomia da applicare alle imprese distributrici nei punti di interconnessione con la RTN (inclusi i punti di prelievo direttamente connessi alla RTN) Enel osserva che, ancorché gli scostamenti tra ammontare di TRAS e di CTR vengano compensati in sede di perequazione, **sarebbe necessario, al fine di sterilizzare ogni effetto sul flusso di cassa del distributore, prevedere in sede di perequazione la copertura anche degli oneri finanziari sostenuti dal distributore, derivanti dalla probabile necessità di anticipare il pagamento di maggiori somme rispetto a quanto effettivamente dovuto.**

S22. Osservazioni sui criteri di regolazione tariffaria per il servizio di distribuzione.

Non si hanno osservazioni in merito.

S23. Osservazioni sulle ipotesi per la regolazione del servizio di misura.

Enel non condivide l'orientamento dell'Autorità di prevedere la responsabilità della rilevazione, dell'installazione e della manutenzione dei misuratori per i punti di misura di prelievo in Alta Tensione in capo al gestore del sistema di trasmissione nazionale.

Ciò per una serie di motivazioni che si riportano di seguito.

In primo luogo, il complesso di misura di Alta Tensione non è costituito esclusivamente dal misuratore, ma anche dai trasformatori di misura di tensione e di corrente.

Pertanto, il passaggio della gestione del solo misuratore a Terna introdurrebbe un ulteriore elemento di complessità dato dal fatto che la gestione del misuratore e degli altri componenti del complesso di misura sarebbe in capo a soggetti diversi. Si consideri ad esempio il caso di guasto a un trasformatore di misura: ciò comporterebbe la necessità di

coordinare un intervento di soggetti diversi con inevitabili diseconomie di costi e complicazioni gestionali.

Se invece la previsione riguarda il passaggio della responsabilità dell'installazione e manutenzione dell'intero complesso di misura (misuratore più trasformatori), si **segnala che sarebbe piuttosto complesso gestire un processo di sostituzione per due apparati** che presentano vite utili tecnico-economiche differenti, con la conseguenza di non ottimizzarne l'utilizzo.

Inoltre, si segnala che la quasi totalità dei misuratori sui punti di interconnessione con la RTN sono stati di fatto rinnovati/installati nel biennio 2011-2012 e che, pertanto, le prime sostituzioni a cura di Terna avverranno, a meno di guasti, non prima del 2021

Pertanto, non **si ravvede la necessità e l'utilità per il sistema elettrico, di prevedere già all'avvio del nuovo periodo regolatorio non solo il passaggio della responsabilità della rilevazione della misura a Terna ma anche quello dell'installazione e manutenzione**, stanti le suddette peculiarità impiantistiche, tecniche ed economiche di tali complessi di misura.

In secondo luogo, in relazione al tema del passaggio di responsabilità della **messa a disposizione delle misure dei clienti AT a Terna**, la stessa si troverebbe a dover comunicare ai Distributori le misure di tali clienti e le eventuali successive rettifiche, al fine di permetterne la pubblicazione ai Trader secondo i flussi normati dalla Deliberazione 65/2012, entro le tempistiche previste dalla Deliberazione 268/2015.

Andrebbero conseguentemente considerati gli impatti rispetto a quanto previsto nel Codice di Rete. In particolare, in caso di ritardi o inadempimenti da parte di Terna, si renderebbe necessario regolare la **modalità di partecipazione del gestore della rete di trasmissione all'erogazione dell'indennizzo per quanto di propria competenza**.

In conclusione, il passaggio di responsabilità di tutte le attività afferenti la misura per i punti di misura di prelievo in AT a Terna, introdurrebbe un ulteriore soggetto nella catena della messa a disposizione del dato di misura, complicando ulteriormente la gestione di un flusso informativo già complesso allo stato attuale.

In tale catena, il ruolo del Distributore si ridurrebbe a quello di mera interfaccia tra Terna e il Trader, senza alcuna attività di validazione del dato; **sarebbe allora più corretto prevedere che sia Terna a mettere a disposizione tale dato direttamente al Trader**

senza l'interposizione del distributore, e che sia in capo a Terna anche la fatturazione di tali punti.

Con riferimento alla **responsabilità della rilevazione delle misure nei punti di interconnessione con la rete di trasmissione nazionale**, Enel ribadisce di non condividere l'orientamento dell'Autorità di prevedere il passaggio della responsabilità della raccolta, validazione e registrazione delle misure a Terna per le argomentazioni di seguito evidenziate, peraltro già riportate nella risposta al documento di consultazione 446/2015/R/eel.

Una prima motivazione è relativa a ragioni gestionali e di sicurezza. Si ribadisce, infatti, che nella maggior parte dei casi, i misuratori sono posizionati all'interno dell'edificio servizi delle cabine primarie di proprietà del Distributore con i trasformatori di tensione e di corrente posti sul lato MT del trasformatore AT/MT e, talvolta, in comune con le protezioni di macchina e di montante. **Il passaggio di tale responsabilità a Terna**, oltre a determinare un aumento di costi, tempi e complessità gestionali, **rende necessaria l'individuazione di eventuali responsabilità nell'esercizio della rete** e nella continuità del servizio elettrico.

Si fa presente, inoltre, che Enel Distribuzione assicura le *performance* di rilevazione della misura anche mediante la rilevazione sul campo, qualora l'acquisizione da remoto non vada a buon fine. Per le ragioni sopra esposte, **tale attività risulterebbe difficilmente realizzabile in autonomia da Terna**, richiedendo comunque l'intervento del distributore, generando quindi costi aggiuntivi per il sistema.

Da un punto di vista gestionale, si evidenzia inoltre un incremento della complessità nei casi in cui sia necessaria **la sostituzione del misuratore**, in quanto le unità che eseguono installazione e manutenzione e quelle che eseguono la validazione sarebbero in capo a soggetti diversi.

Inoltre, attualmente, le eventuali misure mancanti derivanti da malfunzionamento del misuratore vengono ricostruite tenendo in considerazione anche le manovre eseguite sulla rete MT (valutando anche lo spostamento del carico sui montanti della stessa Cabina Primaria) e l'energia distribuita sulla rete MT/BT, informazioni di cui Terna non ha disponibilità.

Inoltre, si fa presente che, come già evidenziato nell'ambito della risposta al DCO 446/2015/R/eel, il tasso di insuccesso della rilevazione mensile delle misure nei punti di interconnessione con Terna dipende anche da fattori esogeni al distributore.

Si evidenzia che la percentuale di messa a disposizione delle misure mensili entro la scadenza, per i punti dei quali Terna ha già la responsabilità di rilevazione, risulta essere sensibilmente inferiore rispetto a quella che Enel Distribuzione registra per le misure in cabina primaria e che mette a disposizione di Terna. Ove tale *performance* si confermasse anche per i punti di interconnessione, **si potrebbe determinare un impatto negativo sul calcolo del PRA, stante l'incertezza dei dati.**

Un rischio aggiuntivo deriverebbe dal fatto che sarebbe difficilmente individuabile la responsabilità in caso di errori nella determinazione del fabbisogno dell'Acquirente Unico e dei prelievi non orari dei clienti liberi, **con evidenti impatti economici per gli operatori di mercato connessi al pagamento di oneri di sbilanciamento non dovuti.**

Si conferma, inoltre, relativamente alle anomalie di funzionamento dei misuratori, che alcune possono essere segnalate direttamente dal sistema di telegestione, mentre altre non sono intercettabili dal sistema ma vengono individuate attraverso verifiche di nostri operatori che eseguono il processo di validazione. Pertanto, qualora tale attività uscisse dal perimetro di competenza del Distributore, non sarebbe più possibile eseguire tempestivamente le attività di verifica.

Enel ribadisce la disponibilità a fornire a Terna, anche tramite flusso automatico, l'esito di ogni verifica, mirata o periodica, eseguita sui misuratori installati nei punti di interconnessione.

Con riferimento al **trattamento dati di misura** e alla proposta di trattamento su base oraria dei clienti BT altri usi, domestici *prosumer* e impianti di produzione, si ribadiscono di seguito le osservazioni contenute nella lettera di risposta a codesta Autorità del 20/11/2015 Prot. 0100180 alla richiesta di informazioni pervenuta, a cui si rimanda per maggiori approfondimenti.

Enel fa presente che l'attuale sistema di gestione dei dati di misura orari è dimensionato per un numero di utenze che, per la rete di Enel Distribuzione ammonta a circa 250.000 punti.

L'estensione del trattamento orario come proposto da codesta Autorità **non sarebbe compatibile con la gestione dell'attuale processo di rilevazione e validazione delle**

misure, dimensionato, in termini di sistemi informativi e di operatori addetti a tali controlli, su un numero di punti da gestire di gran lunga inferiore. La modifica dell'attuale processo, vista la sua complessità, richiederebbe tempi di sviluppo, collaudo e messa in esercizio sui sistemi superiori ai 12 mesi.

Inoltre, l'aumento dei volumi potrebbe determinare un potenziale degrado delle prestazioni, con impatti economici rilevanti con riferimento alla regolazione della qualità dei dati inviati ai Venditori ai sensi del Codice di Rete (CADE) e risultare conseguentemente penalizzante per le imprese distributrici.

Si ritiene necessaria una valutazione complessiva dell'opportunità dell'estensione del trattamento orario a platee più ampie di clienti e di produttori in termini di costi, modalità e tempistiche necessarie, anche attraverso un'analisi costi-benefici, che tenga conto della tempistica effettiva di realizzazione e degli effettivi benefici attesi, confrontati ai costi emergenti per tutti gli attori del mercato.

Riteniamo, infatti, che tale analisi si renda tanto più necessaria in vista del prossimo avvio del processo di installazione dei contatori di nuova generazione (CE2G) il cui inizio, è previsto già a partire dal 2016 ed in maniera massiva nei successivi anni.

Ricordiamo infatti che, proprio come richiesto da codesta Autorità nei requisiti funzionali descritti nel DCO 416/2015 e nei documenti sull'*Energy footprint*, oltre che in osservanza di quanto richiesto dal D. Lgs. 102/2014, con il contatore 2G i benefici della lettura oraria saranno a disposizione per tutti i clienti e i produttori e non solo per gli Altri Usi BT, man mano che si procederà con la sostituzione dei misuratori.

In merito alla **misura dell'energia elettrica consumata**, Enel concorda con l'orientamento dell'Autorità di prevedere l'applicazione di un corrispettivo forfetario nel caso di Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC) connessi alle reti elettriche di bassa tensione. Tale previsione è da intendersi nella medesima direzione di semplificazione del processo in coerenza con quanto previsto dal DM 19 maggio 2015, "Modello Unico" e recepito da codesta Autorità attraverso la Deliberazione 400/2015.

Con riferimento alla **regolazione tariffaria del servizio di misura**, segnaliamo la necessità di modificare, per il prossimo periodo regolatorio, il meccanismo disciplinato attualmente dagli art. 15.4 - 15.7 del TIME 2012-2015 (Allegato B Delibera 199/2011), riguardante **il riconoscimento in un'unica soluzione alle imprese distributrici dell'integrazione dei ricavi di misura** a copertura del costo residuo non ammortizzato

dei misuratori elettromeccanici sostituiti con misuratori elettronici (ai sensi della Delibera 292/06). **L'applicazione della formula attuale è penalizzante per il distributore**, che complessivamente si trova a restituire annualmente alla Cassa un importo significativamente superiore all'anticipo percepito a inizio periodo tariffario non solo per effetto degli oneri finanziari ma anche per il fatto che l'anticipo era stato calcolato con il numero di misuratori del 2011.

S24. Osservazioni in merito all'ipotesi alternativa rispetto a quella prospettata nel paragrafo 37.8, di differire la data di entrata in vigore dei nuovi corrispettivi calcolati in coerenza con quanto previsto dalla deliberazione 180/2013/R/EEL in attesa di una più generale revisione dei criteri di allocazione dei costi alle tipologie di utenza la cui analisi sarà condotta nel corso dell'anno 2016.

Riteniamo fondamentale che l'Autorità renda noto quanto prima quale regolazione (nuova o vigente) sarà in vigore dal 1° gennaio 2016.

È anche molto importante che sia confermata prima possibile la modalità di applicazione dei corrispettivi ai prelievi di energia reattiva rilevati in corrispondenza di ogni singola fascia. Un'applicazione diversa dei corrispettivi (cioè alla somma dei prelievi di energia reattiva nelle fasce F1 e F2) comporterebbe una modifica dell'attuale logica di funzionamento dei sistemi che non sarebbe compatibile con l'entrata in vigore della nuova disciplina dal 1° gennaio 2016.

Occorrerebbe infine che fosse chiarito se i clienti domestici con potenza disponibile maggiore di 16,5 kW saranno esclusi dalla regolazione dell'energia reattiva dal 1° gennaio 2016. Nel documento di consultazione si fa infatti riferimento alla riforma dei corrispettivi per i prelievi di energia reattiva in media e bassa tensione da parte di clienti finali non domestici, senza riferimenti ai clienti domestici.

S25. Osservazioni sulle ipotesi relative alle tempistiche delle rettifiche di dati.

Non ci sono osservazioni in merito.