

## Osservazioni di Utilitalia

### DCO 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”**

Il settore della distribuzione elettrica è chiamato ad effettuare investimenti importanti nei prossimi anni. Gli investimenti nella distribuzione elettrica sono abilitanti e funzionali ad una maggiore penetrazione delle fonti rinnovabili e della generazione distribuita, ad un aumento della produzione degli impianti rinnovabili già connessi alla rete ed ad una loro progressiva integrazione nel mercato elettrico; al tempo stesso, questi investimenti sono necessari per consentire la diffusione di tecnologie per un consumo più efficiente, anche da un punto di vista del vettore energetico, e maggiormente consapevole, così da facilitare il raggiungimento dei target ambientali e ridurre ulteriormente i costi sul mercato all'ingrosso dell'energia elettrica.

La regolazione che l'Autorità intende adottare deve tener conto – a nostro avviso – di questi elementi, così come del fatto che il livello di costo di capitale riconosciuto post tasse – facendo riferimento all'intervallo di valori desumibile dalla delibera dell'Autorità 583/2015 - si attesta tra i valori più bassi a livello UE e rischia di essere insufficiente ad assicurare lo sviluppo degli investimenti necessari.

Di seguito le nostre osservazioni puntuali.

#### **Compensazione del lag regolatorio**

Con riferimento ai meccanismi di compensazione del lag regolatorio l'Autorità sembra aver ritirato la proposta iniziale proponendo che il nuovo investimento entri nella RAB l'anno successivo ma riconoscendo solo l'inclusione nella RAB degli investimenti effettuati nell'anno precedente senza includere in tariffa la relativa quota di ammortamento, come invece previsto nel settore della distribuzione di gas naturale.

La Federazione ritiene fondamentale che l'Autorità riconosca da subito le quote di ammortamento degli investimenti effettuati nell'anno t-1.

A conforto della nostra richiesta e a conferma di una coerenza regolatoria da perseguire possiamo segnalare un'analogia trattazione del riconoscimento degli ammortamenti a preconsuntivo prevista nella Delibera 367/14, che prevede il riconoscimento sia della remunerazione del capitale investito (art. 53.1.b RTDG) sia della relativa quota ammortamento (art. 54.1.b RTDG) relativi all'anno n-1 nell'anno n.

Pertanto, anche in un'ottica di convergenza delle logiche tariffarie alla base dei due settori energy più volte ribadita dallo stesso regolatore, non si comprendono le ragioni del mancato riconoscimento della quota ammortamento.

Qualora l'Autorità non volesse accogliere la nostra proposta chiediamo che sia confermato l'attuale meccanismo di compensazione di maggiorazione del WACC dell'1% anche per gli investimenti effettuati a partire dall'anno 2015.

## Vite utili regolatorie

Non condividiamo la proposta dell'Autorità.

In primo luogo un incremento delle vite utili dovrebbe essere annunciato con congruo preavviso rispetto dell'avvio del periodo regolatorio in analogia a quanto nel 2011 previsto da Ofgem per i soli nuovi investimenti e per il periodo che è iniziato nel 2015.

Inoltre L'Autorità su tale tema dovrebbe valutare il maggior rischio gestionale derivante dall'esercizio di una rete che vedrebbe cespiti forzosamente mantenuti in vita in quanto non ancora completamente ammortizzati e i riflessi sulla definizione del parametro  $\beta$ .

Occorre tenere conto inoltre della più marcata obsolescenza impiantistica per gli investimenti di tecnologia smart.

Riteniamo ad ogni modo che eventuali disposizioni circa l'allungamento delle vite utili debbano trovare applicazione solamente a partire dagli investimenti effettuati dal 2016, per non pregiudicare i piani di redditività degli investimenti già effettuati, al netto degli investimenti rientranti nella categorie smart ed abilitanti ad una maggiore diffusione delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica.

## Parametro $\beta$ e menù regolatori

Il range individuato per il servizio di distribuzione e misura dell'energia elettrica di  $\beta$  unlevered implica un  $\beta$  levered potenzialmente anche inferiore al livello attuale. Considerate le proposte contenute nel presente DCO, come la mancata copertura degli oneri assicurativi non previsti per legge, non sussistono, a nostro avviso, i presupposti per un decremento del parametro  $\beta$ , anzi, viceversa, riteniamo che lo stesso dovrebbe attestarsi anche a livelli più elevati, tenendo conto dei maggiori rischi associati all'attività di distribuzione (vedi generazione distribuita e aspetti commerciali/morosità dei venditori).

A nostro avviso la metodologia più corretta per calcolare il parametro  $\beta$  sarebbe quello di far riferimento al valore adjusted dello stesso parametro (calcolato come media ponderata del valore *raw* e l'unità, con peso dell'unità pari a 0,33); non è chiaro nel DCO se l'Autorità faccia effettivamente riferimento a questa metodologia; in realtà, facendo riferimento ad un insieme di imprese di rete o integrate sufficientemente ampio il valore del parametro  $\beta$  risulterebbe molto più alto rispetto al valore posto in consultazione.

Come già segnalato siamo contrari all'opzione rischio volume/qualità presente tra le proposte di AEEGSI relative ai menù regolatori, poiché il Distributore non può agire sui consumi delle utenze allacciate alla propria rete, essendo tali variabili "esogene" rispetto all'attività di distribuzione elettrica.

In più, l'assunzione di un tale rischio potrebbe introdurre degli elementi speculativi nella condotta del Distributore in quanto, attratto dalla maggior remunerazione del capitale che potrebbe conseguire, questi potrebbe "scommettere" sul raggiungimento di determinati obiettivi di volumi di servizio erogato che, qualora non raggiunti, potrebbero creare instabilità finanziaria.

In merito alla maggiore remunerazione del WACC che deriva da un maggior valore associato al parametro  $\beta$  vogliamo sottolineare come tale parametro risulterebbe legato alla scelta del menù tariffario operata dal singolo Distributore, mentre il parametro  $\beta$  deve essere avulso dalla discrezionalità del Distributore, in quanto deve rappresentare la rischiosità del settore che è uguale per tutti gli Operatori.

Ne deriva che l'individualità così associata all'elemento  $\beta$  risulta di difficile comprensione per gli investitori, che vedono nel  $\beta$  un elemento complessivo del mercato indifferenziato per tutte le Imprese distributrici.

Pertanto Utilitalia ritiene necessario che AEEGSI non confermi la sua proposta di menu regolatori.

Dal punto di vista metodologico, riteniamo infine che il parametro  $\beta$  debba rispondere anche a considerazioni quali il maggior rischio regolatorio attivato dallo stesso Regolatore con la revisione del regime di riconoscimento delle perdite tecniche e commerciali, dei nuovi impegni prestazionali previsti dal Codice di Rete (almeno per quanto ad oggi noto in base alla deliberazione 268/2015).

Per quanto sopra esposto riteniamo che il parametro  $\beta$  non possa essere rivisto in diminuzione mancandone storicamente i presupposti - per il differente assetto del mercato elettrico e dei rapporti con gli altri Operatori del mercato - e tecnicamente le motivazioni - per il differente impianto tecnologico che la rete sta acquisendo e che al contrario debba essere aumentato tenendo conto di quella che dovrebbe essere una corretta metodologia di calcolo di questo parametro.

### **Durata del periodo regolatorio e aggiornamento infraperiodo**

La traslazione al 2023 del termine ultimo per il raggiungimento del livello obiettivo del numero delle interruzioni, auspicato da Utilitalia in risposta al DCO 446/2015/R/eel, è condivisibile; tuttavia la limitazione del regime di incentivazione speciale ai soli ultimi 4 anni del PR potrebbe precludere possibili incentivi al miglioramento di quegli ambiti già nel NPR1.

In merito agli aggiornamenti infra-periodo, non è chiaro quando saranno rivisti gli elementi  $\beta$  e gearing del WACC, atteso che tali elementi, specifici per i singoli servizi regolati, sono definiti nel periodo regolatorio tariffario e non nel periodo regolatorio del WACC (anche se il gearing è stato fissato nella delibera 583/2015/R/com di determinazione del tasso di remunerazione del capitale).

### **Costi operativi riconosciuti**

Per quanto già espresso nelle osservazioni in risposta al DCO 335/2015/R/eel, ribadiamo la contrarietà all'esclusione dal riconoscimento degli OPEX di alcune voci di costo. Tra queste quelli relativi agli oneri per assicurazioni non previsti per legge, salvo AEEGSI non intenda incrementare il parametro  $\beta$  per bilanciare l'accresciuta rischiosità legata all'attività di distribuzione di energia elettrica, che è dovuta, quindi, a rischi comunque sopportati dalle Imprese distributrici nello svolgimento diligente di un'attività di servizio pubblico; l'esclusione del riconoscimento di tali costi si ritiene che possa essere coperta, in alternativa, prevedendo un incremento di almeno 0,02 del coefficiente  $\beta_{unlevered}$ , atteso che tale parametro è deputato alla copertura dell'intera rischiosità del settore.

Stante gli approfondimenti svolti dalle Associate che hanno verificato il completo riconoscimento dei costi connessi all'esodo dei dipendenti nell'ambito della PSA e della perequazione COT, riteniamo che AEEGSI debba riconoscere il 100% dell'utilizzo del fondo alimentato dagli accantonamenti per l'incentivazione all'esodo avvenuto nell'anno di riferimento.

In ogni caso, sempre con riferimento ai costi di personale appare necessario che il Regolatore consideri nella dovuta misura due voci:

- a) la copertura della integrazione salariale per il personale in uscita sino al conseguimento della pensione (l'integrazione viene riconosciuta mensilmente mentre in precedenza era prevista sotto forma di una tantum erogata al momento dell'uscita e veniva in parte riconosciuta se parte di un Fondo);
- b) la differenziazione del livello dei contributi obbligatori INPS/INPDAP. Si tratta di un differenziale che grava sulle Imprese associate in dipendenza di un obbligo di legge (vedi le considerazioni AEEGSI sul riconoscimento dei soli costi di assicurazione previsti per legge) e che devono trovare puntuale riconoscimento.

Limitatamente al profit sharing, coerentemente con le osservazioni già prodotte da Utilitalia in risposta al DCO 335/2015/R/eel, si ritiene che i recuperi di produttività del IV periodo regolatorio, secondo una ripartizione simmetrica degli stessi tra Distributori e clienti finali, debbano essere trasferiti in un arco temporale di 8 anni (quindi entro la fine del V ciclo tariffario): ciò è in linea con il punto 9.7 lettera b) del

DCO 335/2015/R/eel, dove l'Autorità proponeva la restituzione del profit sharing (al 50%) del periodo 2012-2015 entro la fine del quinto ciclo regolatorio che era ipotizzato pari a sei anni. Poiché la durata del periodo tariffario che inizia il 1° gennaio 2016 è stata allungata a 8 anni, non vediamo motivo per differenziare un differente trattamento del profit sharing che deve essere restituito in 8 anni (similmente a quanto proposto per il raggiungimento del livello obiettivo del numero delle interruzioni).

Comunque, si evidenzia che la valutazione delle soluzioni proposte in tema di profit sharing (ripartizione simmetrica o meno) è subordinata alla possibilità di una piena valutazione degli impatti economici sottesi (ovvero ai valori dell'X-factor atti a recuperare tali maggiori efficienze secondo le ipotesi prospettate) ed in tal senso si inquadra la richiesta di poter disporre di una Nota informativa tecnica avanzata dalla Federazione.

Si chiede inoltre che in corrispondenza della pubblicazione delle tariffe di riferimento, l'Autorità renda noti i dati per singolo Operatore relativi al TV1 (disaggregazione per remunerazione del capitale investito, ammortamento, costi operativi, etc) nonché il criterio di ripartizione dei costi operativi nazionali tra i diversi distributori, comunicando a ciascuna impresa la propria incidenza percentuale sul totale dei costi operativi.

Si ribadisce infine, come già argomentato in risposta al DCO 446/2015/R/eel, la necessità di liquidare le partite economiche del primo semestre dell'anno 2014 per il meccanismo di integrazione degli oneri per lo sconto dei consumi elettrici dei dipendenti, ossia prima dell'entrata in vigore delle disposizioni di cui al DL n.91 del 24 giugno 2014 (1° luglio 2014).

## **Capitale circolante**

La riduzione del capitale circolante riconosciuto comporta una diminuzione di ricavi per le Imprese che, a nostro avviso, deve inquadrarsi in una più ampia ottica di mantenimento della stabilità del flusso di cassa per le Imprese. Riteniamo che la valutazione effettuata dall'Autorità non consideri le disposizioni previste dalle disposizioni relative al Codice di rete del settore della distribuzione elettrica che ha imposto nuovi e vincolati tempi di fatturazione e pagamento del trasporto, maggiormente rigidi rispetto alla prassi in essere e in grado di dilatare significativamente l'esposizione finanziaria del Distributore. Per tali motivi non possiamo condividere le proposte dell'Autorità e richiediamo una riflessione sul corretto valore da attribuire al CC.

## **Promozione degli investimenti**

Si apprezzano le conclusioni di AEEGSI in merito agli incentivi per le aree ad elevata penetrazione della generazione distribuita a fonte rinnovabile, in particolare per la priorità attribuita alle prime due funzionalità proposte nel precedente DCO 255/2015/R/eel.

Con riferimento alle situazioni di alcuni Distributori di riferimento alle cui reti sono sottese reti di altri Distributori, si evidenzia che la piena efficacia delle nuove funzionalità richiede un elevato livello di coordinamento tra i due soggetti citati qualora l'incentivo venga erogato solo al Distributore di riferimento che non ha però competenza su tutta la rete alimentata dalla cabina primaria. In particolare il Distributore di riferimento ha necessità di costante informativa in merito alle consistenze della rete del Distributore interconnesso, della generazione distribuita ad essa collegata e dei diagrammi storici di produzione.

Si ritiene opportuno prevedere un obbligo di messa a disposizione di tali dati da parte del Distributore interconnesso nel caso un Distributore di riferimento intenda implementare una di queste funzionalità incentivate. In alternativa per l'implementazione della funzionalità OSS-2 si ritiene necessario consentire al Distributore di riferimento di limitare le stime alla sola produzione connessa alla propria rete e sottesa ad una determinata cabina primaria.

Deve essere valutata altresì la possibilità di incentivare lo sviluppo delle funzionalità innovative descritte nel capitolo 21 del DCO anche nei contesti urbani eventualmente mediante progetti pilota da attuare su porzioni limitate della rete urbana, nella prospettiva di una prossima proliferazione della GD connessa alla diffusione dei sistemi di accumulo a livello residenziale.

Riteniamo in ogni caso positiva l'apertura di AEEGSI verso alcune specifiche tipologie di investimenti nelle aree urbane.

Rispetto alle proposte relative al rifacimento di colonne montanti obsolete nei condomini, con particolare riferimento al punto 22.7, evidenziamo:

- lettera c): il budget potrebbe essere utilizzato anche al fine di contribuire ai lavori edili funzionali e necessari al rifacimento delle colonne montanti, che non graverebbero in capo ai gestori di rete; tale contributo – potenzialmente di natura forfettaria – risulterebbe complementare rispetto alle prospettate campagne di sensibilizzazione e promozione della sicurezza elettrica degli impianti di utenza (tema rispetto al quale la Federazione associata a PROSIEL è da sempre impegnata);
- lettera d): se le considerazioni di principio sono condivisibili, all'atto pratico una penalizzazione per mancati interventi programmati in determinati stabili, che si tradurrebbe in un forte rischio dell'attività, potrebbe essere ricondotto ad effettiva impossibilità all'ottenimento delle necessarie autorizzazioni e pertanto, al netto del fatto che il Distributore sia in grado di dimostrare di aver effettuato tutti gli sforzi possibili, non riteniamo che meccanismi premi/penalità così congegnati possano essere efficaci nell'ambito della promozione degli investimenti.

Rileviamo inoltre che AEEGSI non menziona possibili incentivazioni per la centralizzazione dei contatori, che alla luce della diffusione del fenomeno delle frodi nonché ai fini del miglioramento della raggiungibilità dei misuratori rappresenterebbero investimenti utili al SEN, e che potrebbero essere visti in una logica di ormai prossima diffusione della banda larga nell'ambito dei target fissati dall'Agenda Digitale.

Per quanto concerne gli investimenti in progetti "smart cities", accogliamo con favore ed interesse le proposte di AEEGSI, fermo restando l'opportunità che l'entità dell'incentivo risulti realmente rilevabile. Si reputa infatti che investimenti mirati al telecontrollo della rete BT piuttosto che al miglioramento dell'osservabilità della stessa rete BT ovvero a soluzioni multi-meter in tali aree urbane possano favorire ed abilitare funzionalità innovative in ottica smart grid.

Proponiamo un abbassamento della soglia dimensionale – nel DCO ci si riferisce ad aree urbane > 500.000 abitanti – al fine di non escludere da possibili sperimentazioni città di medio-grandi dimensioni presso cui gli stessi enti hanno manifestato o manifestano interesse per tale tipologia di progetti.

Riteniamo in ogni caso come comunque meritevoli di sostegno le funzionalità sperimentate nei Progetti Pilota già avviati con delibera di AEEGSI, potenzialmente estendibili alle aree del SEN aventi analoghe caratteristiche in termini di carichi e generazione. Tali investimenti appaiono essere testati in alcune realtà geografiche ma in ogni caso sono tecnicamente complessi in termini di architettura di sistema e richiedono un impegno significativo del Gestore. L'incentivo potrebbe superare la diseconomia legata non solo al kick off del progetto ma anche al potenziale parziale fallimento dello stesso.

Limitatamente agli investimenti funzionali all'incremento della resilienza del SEN, fatto salvo quanto già rappresentato in risposta al DCO 415/2015/R/eel, appare opportuno seppure oneroso il coordinamento con il gestore della RTN e le Imprese distributrici interconnesse e sottese; eventuali valutazioni ulteriori saranno oggetto degli incontri del Tavolo di lavoro di cui si fa menzione al punto 23.9.

## **Gestione scostamenti preconsuntivo/consuntivo**

Si suggerisce il completo allineamento delle tempistiche del settore elettrico con le tempistiche di determinazione delle tariffe di riferimento (provvisorie e definitive) in vigore nel settore gas, ovvero che le tariffe definitive elettriche e gas dell'anno t siano approvate entro il 28 febbraio dell'anno t+1.

La definizione delle tariffe definitive elettriche dell'anno t entro il 31 marzo dell'anno t+1, infatti, potrebbe creare difficoltà sui tempi di rendicontazione dei ricavi tariffari definitivi in vista dell'approvazione dei bilanci dell'anno t delle Imprese.

## **Trattamento dei contributi**

Si concorda, in linea generale, con quanto proposto. AEEGSI potrà valutare l'opportunità di incremento della quota del valore del contributo non portata in deduzione dalle quote di ammortamento, per stimolare maggiormente il ricorso all'utilizzo di contributi pubblici e nella misura opportuna per determinare un costo sostanzialmente nullo per il cliente finale ma in ogni caso utile come stimolo per l'Operatore.

## **Gearing**

Si osserva che, data la sensibilità del gearing nella formula del WACC approvato con la delibera 583/2015/R/com, soprattutto per la definizione del parametro  $\beta$ , potrebbe essere previsto di mantenere il livello corrente del gearing (pari a 0,444) per tutto il prossimo PRWACC, ovvero per sei anni. Se, in subordine, si dovessero prevedere, invece, degli aggiornamenti infra-periodo di tale parametro, allora sarebbe necessario procedere con opportune consultazioni degli Operatori.

## **Criteri generali per la determinazione del capitale investito netto riconosciuto**

Per quanto concerne l'aggregazione dei costi legati alla gestione delle infrastrutture di rete e alle attività di commercializzazione e il riconoscimento puntuale di entrambe le voci di costo di capitale per Impresa (per le Imprese aventi più di 100.000 POD), Utilitalia manifesta generale condivisione.

Si chiede conferma della necessità di includere, nel CIR descritto al punto 17.14, la tipologia di cespiti "altre immobilizzazioni materiali" (vedi punto 17.7), al momento non presente nell'elenco delle voci del capitale investito.

Inoltre, per tale cespiti l'Autorità, nella Nota informativa tecnica richiesta dalla Federazione ad AEEGSI, dovrebbe indicare il valore medio nazionale, dato che i singoli Distributori conoscono il proprio valore specifico di tali investimenti, ma non quello di settore.

## **Capitale investito e ammortamenti per il servizio di misura e perequazione dei ricavi di misura per i punti di prelievo in BT**

Con riferimento alle proposte relative alle Imprese con più di 100.000 utenti, si condivide la modalità di riconoscimento puntuale del capitale in BT delineata nel DCO. A tal proposito, non si condivide la determinazione parametrica dei costi per gli investimenti in telegestione e concentratori: tali investimenti, infatti, sono strettamente correlati alla gestione dei dati di misura provenienti dai contatori elettronici BT, per cui sia i costi di capitale dei misuratori elettronici BT, che i relativi sistemi di gestione da remoto delle letture, devono essere determinati puntualmente per singola Impresa nella prossima tariffa di misura BT specifica aziendale. D'altronde, già oggi, con la perequazione di misura in BT, l'Autorità arriva al riconoscimento puntuale per singola Impresa della somma dei predetti costi (installazione e misuratore dei contatori e sistemi di telegestione): l'esclusione degli investimenti della telegestione nella tariffa di misura BT dal 2016 in poi, infatti, non sarebbe coerente con il riconoscimento dei costi finora assicurato dalla regolazione vigente e creerebbe una scopertura di costo non giustificabile in capo ai Distributori.

Si evidenzia nuovamente la necessità che AEEGSI provveda affinché vengano liquidate in tempi brevi, magari utilizzando forme di acconto, le partite economiche di cui alla perequazione misura prevista dal TIME con riferimento agli anni 2011, 2012, 2013, 2014 e 2015, come da richiesta federale inoltrata agli uffici di AEEGSI lo scorso 3 luglio e ricordata nelle osservazioni al DCO 446/2015/R/eel.

## **Tariffa di trasmissione per le Imprese distributrici**

Non possiamo che prendere atto dell'assenza di menzione alcuna nel presente DCO, ovvero della mancata considerazione delle proposte eque e ragionevoli avanzate da Utilitalia in risposta al DCO 446/2015/R/eel in tema di corrispettivo CTR. Le proposte, che in ogni caso si accludono al presente documento, sono volte a minimizzare gli impatti economici per le Imprese distributrici associate. Tali impatti sono finanziariamente non trascurabili, anche considerata la possibilità di accedere agli acconti di perequazione dei costi di trasmissione. Peraltro si ricorda che la possibilità di utilizzo di tale meccanismo è subordinato all'accesso anche al meccanismo di acconti per la perequazione del servizio di distribuzione, mentre potrebbe essere opportuno consentire alle Imprese l'accesso facoltativo al meccanismo degli acconti di perequazione per ciascun singolo meccanismo di perequazione.

Nel merito, è evidente come le nostre proposte tengano conto da un lato della necessità di avere un driver stabile per il calcolo della componente in potenza e dall'altro di considerare puntualmente quelle casistiche (vedasi configurazioni entra-esci) che nel passaggio da tariffa monomia a tariffa binomia comporterebbero un aumento non significativo dell'esborso da parte di alcune Imprese distributrici a fronte del medesimo livello di ricavi dalla componente TRAS applicata ai clienti finali.

Auspichiamo pertanto che AEEGSI possa riconsiderare i propri orientamenti e ci dichiariamo sin da subito disponibili ad eventuali confronti qualora vi fosse la necessità di approfondire determinati aspetti della nostra proposta.

## **Tariffa di riferimento per il Servizio di distribuzione**

Come già evidenziato nelle osservazioni al DCO 446/2015/R/eel, è ormai certificabile la notevole maggiorazione dei costi operativi per la gestione dei punti di connessione attivi rispetto a quelli passivi. Peraltro le utenze attive sono distribuite in maniera non omogenea sul territorio e tra le varie Imprese di distribuzione, con la conseguenza che la remunerazione attuale non sempre risulta coprire i reali costi sottostanti.

Per le connessioni attive il Distributore è infatti tenuto a gestire e aggiornare i portali informatici alle nuove delibere, gestire tutte le numerose comunicazioni verso GSE, Terna e AEEGSI, gestire i retrofit degli impianti di produzione, predisporre i regolamenti di esercizio, dare assistenza ai vari produttori etc.

In definitiva, gli oneri complessivamente a carico dei Distributori per la gestione dei POD attivi non sono paragonabili a quelli per la gestione dei POD passivi e quindi sarebbe auspicabile un'analisi puntuale da parte dell'AEEGSI su quanto sopra evidenziato allo scopo di valutare la definizione di costi a carico dei clienti finali e di riconoscimenti agli Operatori diversificati, a seconda del tipo di utenza e non solo del livello di tensione.

## **Meccanismi di perequazione**

Circa i meccanismi di acconto delle perequazioni, evidenziamo che non sembra essere stata considerata l'istanza di Utilitalia relativa all'istituzione del meccanismo degli acconti anche per la perequazione dei ricavi ottenuti dall'applicazione delle tariffe D2 e D3.

Inoltre, rileviamo un ulteriore mancato accoglimento delle istanze federali di cui alle osservazioni al DCO 446/2015/R/eel, ovvero in merito all'opportunità che l'erogazione da CCSE alle Imprese degli importi di perequazione avvenga entro il 15 dicembre dell'anno (vedi Tabella 1 del DCO) per evitare rischi di peggioramenti della posizione finanziaria delle aziende. Per di più, anche per le partite perequative della

distribuzione gas il termine ultimo per l'erogazione da parte di CCSE degli importi spettanti è stato fissato, accogliendo le osservazioni dei distributori, al 15 dicembre (art. 3 delibera 396/2015/R/GAS).

Si richiede inoltre, come già rappresentato in risposta al DCO 446/2015/R/eel, l'introduzione di uno specifico correttivo, nell'ambito del meccanismo di perequazione del servizio di distribuzione, idoneo ad intercettare variazioni significative, tra l'anno di riferimento e l'anno di applicazione delle tariffe, dello status di POD destinati all'alimentazione dei servizi ausiliari di generazione in relazione ai corrispettivi dovuti per l'erogazione del servizio di distribuzione.

Con riferimento al punto 33.4 (acconti perequazione di trasmissione), si richiede di tener presente nelle modalità di determinazione degli importi di perequazione d'acconto del primo anno di applicazione delle nuove modalità di fatturazione della componente CTR binomia anche il caso in cui nell'anno 2014 la perequazione della trasmissione fosse negativa (cioè quando il CTR pagato a Terna è inferiore al gettito da TRAS): in questo caso nell'anno 2016 l'Impresa distributrice, con le regole attuali, dovrebbe versare a CCSE gli acconti anziché riceverli.

Nella suddetta fattispecie, si rappresenta la preoccupazione che nel primo anno di applicazione delle nuove modalità di fatturazione della componente CTR binomia (cent.€/kW e cent.€/kWh) in concomitanza con il versamento nello stesso anno degli acconti determinati secondo le regole vigenti nel quarto periodo regolatorio 2012-2015 (CTR monomia espressa unicamente in cent.€/kWh) si possa determinare una indesiderata esposizione finanziaria, compensata in perequazione solo nel dicembre 2017.

Per tale motivo, come già previsto dall'art. 3.4 della determina 4/2013 – DIUC, si potrebbe prevedere che la partecipazione da parte delle Imprese distributrici al sistema di acconti per l'anno 2016 sia facoltativa.

## **Responsabilità del servizio di misura**

Sia per quanto riguarda la RTN che gli impianti di produzione, si manifesta la perplessità che disgiungere le responsabilità della installazione/manutenzione dei misuratori da quelle di lettura degli stessi possa effettivamente risolvere le criticità in tema di qualità e la disponibilità dei dati di misura.

In relazione alle responsabilità di misura ai punti di interconnessione con la RTN, permangono infatti le contrarietà alla proposta già espresse nelle osservazioni federali in risposta al DCO 446/2015/R/eel ed evidenziamo come le Associate non ravvisino necessità di modifica del quadro regolatorio attuale. Nella fattispecie, stante le informazioni in nostro possesso, non è verificato che Terna non dispone delle curve di prelievo ai punti di interconnessione in quanto i Distributori sono obbligati a metterle a disposizione mediante portale e file strutturato. Inoltre, quanto prospettato al punto 35.17 del DCO, cioè di attribuire all'Impresa distributrice la responsabilità sia dell'attività di manutenzione/installazione che di quella di gestione dei dati di misura, ma con obbligo per l'Impresa distributrice di avvalersi di Terna per quest'ultima attività, non solo, a nostro avviso, non risolve il problema tecnico ma aggiunge complessità nella gestione amministrativa.

Per quanto riguarda la responsabilità della raccolta dei dati di misura, vogliamo portare all'attenzione dell'Autorità il diffondersi di apparecchiature di proprietà dei clienti finali che disturbano la propagazione delle onde convogliate che stanno alla base del funzionamento di tutti i sistemi di telegestione BT. La presenza di tali apparecchiature impedisce lo svolgimento del servizio da parte del gestore di rete, il quale, anche sobbarcandosi gli elevati costi per l'individuazione delle apparecchiature disturbanti, non dispone di leve sufficienti per imporre ai clienti la disconnessione dagli impianti. Va precisato che a fronte della presenza di un solo apparecchio disturbante sono spesso centinaia i misuratori che non riescono ad inviare le letture al sistema centrale e a fronte di giustificati reclami da parte degli altri clienti coinvolti, i Gestori di rete non sono in grado di fornire risposte concrete. Chiediamo pertanto che AEEGSI, traguardando un miglioramento delle prestazioni di rilevamento dei dati di misura, si faccia promotrice,



eventualmente anche di concerto con il legislatore, di misure concrete e leve utili alla risoluzione della problematica sollevata.

## **Trattamento dei dati di misura**

Si è recentemente chiusa la raccolta dati avviata da codesta Autorità relativa a possibili estensioni del trattamento orario dei dati di misura. In tal senso rimandiamo alle considerazioni Utilitalia inoltrate ad AEEGSI il 23 novembre scorso; evidenziamo comunque che l'intera filiera del trattamento orario della misura, a partire dall'acquisizione fino alla messa a disposizione, comporta costi sensibilmente superiori a quella del trattamento per fasce. Appare quindi opportuno che le future componenti tariffarie siano differenziate per tener conto di ciò, consentendo sia un'adeguata remunerazione al Gestore di rete che un'attribuzione dei costi più puntuale verso i soggetti in grado di trarre concreto beneficio da questo speciale tipo di trattamento.

## **Misura dell'energia elettrica consumata**

L'estensione anche al caso dei SSPC in BT, al di sopra di una certa soglia, delle disposizioni prospettate in materia di misura dell'energia elettrica consumata costituisce un notevole aggravio gestionale per i Distributori e i Venditori, dato che tali impatti interessano sia la fattura di trasporto che la struttura della bolletta dei clienti finali. La nostra proposta, in linea con quanto rappresentato in risposta al DCO 446/2015/R/eel, rimane pertanto quella di limitare la determinazione dell'energia elettrica consumata ai soli SSPC connessi in media e alta tensione fatturati direttamente da Distributori e Venditori e non da CCSE, continuando a riservare per quelli connessi in BT un'attribuzione forfetaria degli oneri di sistema.

In particolare si fa presente che nell'ambito della standardizzazione delle fatture di trasporto di cui alle disposizioni del CADE non è attualmente prevista l'indicazione dell'energia elettrica consumata, così come la stessa indicazione non è presente nella Bolletta 2.0 dei clienti finali in BT.

Peraltro è bene ricordare che la fatturazione delle maggiorazioni della componente A3 riguarda il Distributore (e, quindi, il Venditore) solamente nei casi in cui il punto sia connesso in BT o MT non energivoro (cfr. art. 3 e 4 della delibera 609/2014/R/eel), mentre per i punti relativi agli MT energivori e agli AT la fatturazione delle maggiorazioni A3 riguarda esclusivamente CCSE, senza alcun intervento degli Operatori elettrici.

Si sottolinea inoltre che quanto esposto al punto 35.27 presuppone una radicale modifica delle modalità di determinazione e trasmissione dei dati di misura nei confronti del GSE. Seppure positiva, tale misura dovrebbe essere maggiormente declinata temporalmente ed in termini di compiti e responsabilità delle parti in causa.

Inoltre, quanto prospettato al punto 35.27 comporta una modifica ai flussi standard di comunicazione delle misure di cui alla delibera 65/2012/R/eel e relative determinazioni, in quanto occorre inserire anche le informazioni dell'energia consumata, verso i venditori, e dell'energia prodotta, verso il GSE.

Sebbene la misura proposta dall'Autorità andrà in vigore nel 2017, occorre che la Direzione Mercati deliberi tempestivamente i provvedimenti per dare seguito a tali disposizioni, sia in merito alla delibera 65/2012/R/eel, che agli standard di fatturazione del trasporto di cui al CADE, nonché per le modifiche alla Bolletta 2.0 (in questo caso di concerto con la Direzione Consumatori).

## **Regolazione tariffaria del servizio di misura**

In merito all'accorpamento dei corrispettivi MIS(RAC) e MIS(VER), che si condivide, si chiede, come già in risposta al DCO 446/2015/R/eel, come comportarsi nel caso dei cottimi (clienti senza misuratore), atteso che attualmente l'art. 10 del TIME prevede che agli stessi non sia fatturato il corrispettivo MIS(RAC).

Richiamiamo inoltre la necessità di individuare componenti tariffarie differenziate per il servizio di misura delle connessioni attive che riflettano la maggiore complessità nell'acquisizione, trattamento e messa a disposizione dei dati di misura, nell'ottica solo in parte delineata al punto 35.10 del DCO.

## **Corrispettivi per prelievi di energia reattiva**

Rispetto alla richiesta di chiarimento circa la delibera 180/2013/R/eel inviata il 3 luglio scorso agli uffici di AEEGSI, sinteticamente richiamiamo alcuni punti ancora meritevoli di indicazioni da parte di AEEGSI.

- Relativamente ai punti 4 e 5 della delibera si ravvisano due profili di criticità:
  - al punto 4 si parla sia di POD in BT che in MT, tuttavia al punto 5 vi sono riferimenti solo ai POD in BT e specificatamente si asserisce che “in relazione alla clientela servita in bassa tensione, di conferire mandato al Direttore della Direzione Infrastrutture, di concerto con il Direttore della Direzione Mercati, per la predisposizione del testo delle comunicazioni da inserire in bolletta ai sensi delle disposizioni dell’articolo 9, dell’Allegato A alla deliberazione ARG/com 202/09” e che “in relazione alla clientela servita in bassa tensione, di conferire mandato al Direttore della Direzione Infrastrutture, in collaborazione con il Direttore della Direzione Mercati di individuare le modalità per assicurare la più ampia diffusione delle nuove condizioni previste per la regolazione dei prelievi di energia reattiva, in coerenza con quanto previsto dall’articolo 2, comma 12, lettera i, della legge 481/95”; si richiede pertanto un chiarimento con riferimento agli obblighi in capo agli esercenti relativamente ai POD in MT;
  - ai fini dell’entrata in vigore delle disposizioni sembrerebbe corretto che i clienti finali possano disporre di tempi adeguati a decorrere dal ricevimento dell’informativa da parte degli esercenti al fine di poter valutare eventualmente l’adeguamento dei propri impianti; in ogni caso sono necessari parimenti tempi tecnici adeguati (quantificabili in almeno 3 mesi) per la predisposizione delle comunicazioni e l’invio (anche per il tramite della bolletta) ai clienti finali.
- L’ambito di applicazione descritto dall’art. 3 dell’allegato A alla delibera sembrerebbe includere anche i clienti domestici con potenza superiore a 16,5 kW. Tuttavia tra i ritenuto opportuno si dice che AEEGSI intende “confermare l’impianto generale per la regolazione dei prelievi di energia reattiva nei punti di prelievo serviti in media e bassa tensione, come illustrato nel documento per la consultazione 76/2012/R/EEL” e nell’impianto generale di cui al citato DCO si ricorda nei considerata della delibera che “l’attuale ambito di applicazione della regolamentazione dei prelievi di energia reattiva, che comprende, con riferimento ai livelli di media e bassa tensione, i soli punti di prelievo nella titolarità di clienti finali con contratti per uso non domestico e con potenza disponibile non inferiore a 16,5 kW”, anche se la tabella 5 allegata al TIT<sub>2012 2015</sub> indica espressamente i valori di tale penalità anche per gli usi domestici. Si chiede conferma dell’esclusione dei clienti domestici dall’ambito di applicazione.
- Con riferimento all’art. 6 dell’allegato alla delibera, si segnala che nel DCO 5/2015/R/eel recante “Criteri di regolazione delle tariffe e della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica per il quinto periodo di regolazione” non si fa menzione di quanto prescritto da detto articolo. In particolare appare necessario modificare la perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione per le imprese distributrici al fine di conteggiare anche la quota di ricavo conseguito dall’applicazione dei corrispettivi per energia reattiva e integrare i formulari di CCSE, che dovranno prevedere, lato fatturato, anche il dettaglio dei ricavi effettivi da energia reattiva, specificando, inoltre, che, a partire dall’anno 2016, i Distributori non dovranno più versare a CCSE gli importi derivanti dall’applicazione ai clienti finali dei suddetti corrispettivi. Infine dovrebbe essere chiarito se i dettagli dei ricavi effettivi da energia reattiva devono essere comunicati a CCSE sotto forma di dati fisici (kvarh) o economici (fatturato in euro).
- Alcune Associate, in vista dei futuri provvedimenti da assumersi a valle di specifiche analisi, segnalano la necessità di regolamentare in maniera specifica le eventuali penali per prelievi di energia reattiva nei punti di interconnessione tra reti di Distributori; in particolare si propone di escludere il pagamento di penali in corrispondenza di tali punti, o escluderle almeno per periodi con prelievi di potenza attiva al di sotto di una certa soglia; accade infatti che in taluni punti di interconnessione si

assiste ad un modesto trasferimento di energia attiva a fronte di un'energia reattiva invece molto elevata, probabilmente dovuta al particolare assetto delle reti ed alla presenza di punti di immissione immediatamente a monte del punto di interconnessione. Ciò porta a valori di penali per basso cosφ di ingente valore, senza che il gestore di rete che le deve corrispondere possa far nulla per mitigare il fenomeno.

- Si chiede conferma che qualora il Distributore fatturi nel 2016 conguagli relativi all'energia reattiva di competenza ante 2016, la quota parte di competenza ante 2016 verrà versata a CCSE secondo le regole preesistenti la delibera 180/2013/R/eel e non è un ricavo del Distributore (si procede in modo analogo se la fattispecie si ripete negli anni successivi al 2016).

Infine, con riferimento al comma 37.9 del DCO, si chiede conferma che eventuali addebiti per prelievi di energia reattiva nei punti di prelievo in alta e altissima tensione, nei punti di interconnessione tra la rete di trasmissione nazionale e le reti di distribuzione, nonché nei punti di interconnessione tra reti di distribuzione continuino ad essere versati sul conto di cui al comma 47.1, lettera i), del TIT (Conto oneri derivanti da misure ed interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali di energia elettrica).

## **Meccanismi di promozione delle aggregazioni**

Risulta apprezzabile lo sforzo di AEEGSI volto a favorire i processi di aggregazione tra Imprese, tuttavia riteniamo che potrebbero essere individuati strumenti e leve ulteriori per favorire i processi di efficientamento a beneficio del SEN.

## **Imprese distributrici aventi meno di 100.000 utenti**

La regolazione per le Imprese distributrici aventi meno di 100.000 utenti appare meritevole di specifiche considerazioni, data la composizione delle Associate alla Federazione.

In particolare rileviamo principalmente alcuni punti di attenzione rispetto ai quali la decisione del Regolatore non può prescindere dallo svolgimento di ulteriori confronti e approfondimenti con le Imprese coinvolte:

1. Logiche parametriche basate sul valore aggregato degli investimenti delle PM Imprese; il DCO prevede il superamento, per le Imprese aventi meno di 100.000 utenti, del riconoscimento puntuale, previsto in seguito ad opportuna istanza nell'ambito dei menù regolatori – per altro vincolante ed entro il 29 febbraio 2016 – solo se rispettati determinati requisiti di qualità del servizio. Riteniamo, molto difficile (se non inapplicabile) l'accesso al regime individuale di riconoscimento dei costi di investimento nel comparto della distribuzione, se non modulato, che rischia quindi di essere un'opzione solamente teorica.
2. Criteri di riconoscimento parametrici definiti in base a costi medi nazionali per misuratore; fermo restando l'opportunità di maggiori specificazioni in merito alle modalità di calcolo, si fa presente che un'Impresa con meno di 100.000 utenti potrebbe rischiare di avere un riconoscimento inferiore dello stock di capitale.
3. Superamento della PSA; sebbene non esplicitamente indicato nel presente DCO, possiamo assumere che AEEGSI intenda dare corso alle proposte presentate in precedenza. Ne è conferma quanto riportato al punto 17.6 AEEGSI che cita un "accesso prioritario ... alle Imprese che hanno già ottenuto il riconoscimento della PSA".

La PSA in alcune realtà rappresenta una percentuale dei ricavi significativa ed è stata riconosciuta, al termine di un procedimento di verifica piuttosto lungo, per "fattori esogeni al di fuori del controllo dell'impresa" e non rappresenta un sussidio per sopperire alle mancanze di economie di scala dell'Azienda. Il riconoscimento dei fattori esogeni è stato considerato per tutte le Imprese

indipendentemente dalle dimensioni e pertanto anche attribuito ad Aziende con oltre 100.000 punti di prelievo, proprio in virtù delle caratteristiche esogene delle variabili identificate.

Molti Distributori avevano ottenuto la PSA proprio in virtù dello stock di capitale che risultava superiore a quello assunto come base per il livello di calcolo della tariffa media nazionale. Queste caratteristiche non sono venute meno e sarebbero ancora meritevoli di una continuità di considerazione nella determinazione del vincolo dei ricavi.

Considerata la significativa differenziazione del livello di efficienza degli Operatori, Utilitalia auspica che AEEGSI voglia avviare una approfondita riflessione comune da svilupparsi nel corso del 2016 sul percorso che l'Autorità vuole intraprendere sul tema. Appare opportuno attribuire alle risultanze istruttorie di un Tavolo di lavoro ad hoc ogni decisione in merito con la evidente esigenza di temperare da un lato i condivisibili principi di non trasferimento delle inefficienze sui clienti finali e dall'altro il corretto riconoscimento dei costi propri di alcune particolari realtà in cui operano i Distributori.

## Appendice 1

**Osservazioni presentate da Utilitalia in sede di consultazione delle proposte di cui al DCO 446/15 relative alla nuova definizione della struttura della tariffa di trasmissione.**

### **Tariffa di trasmissione per le Imprese distributrici**

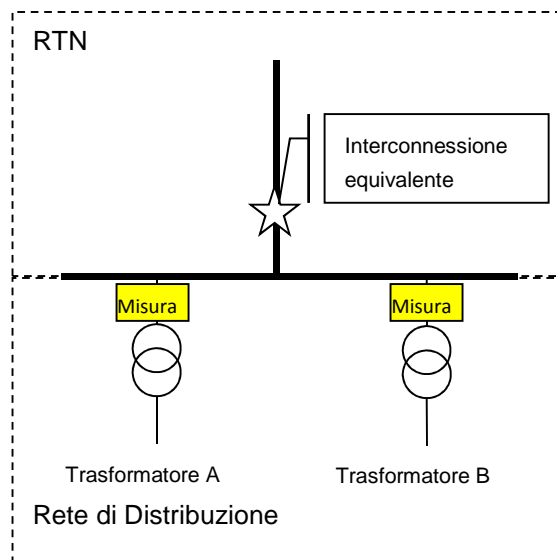
Utilitalia condivide l'analisi circa le criticità associate alla precedente ipotesi di tariffa binomia del CTR. Prendiamo atto della volontà del Regolatore di superamento dell'attuale tariffa monomia, ma evidenziamo come la soluzione individuata appare tuttavia non pienamente soddisfacente.

Utilitalia ha elaborato la seguente proposta alternativa per quanto concerne il driver della componente in potenza (cfr. punto 6.15 del DCO): "media, calcolata su un orizzonte pluriennale (3 o 5) delle potenze massime prelevate su base mensile nel punto di interconnessione equivalente nell'area di riferimento".

Riteniamo che sia corretto considerare il concetto di punto di interconnessione equivalente la cui potenza è calcolata sulla base del profilo di carico determinato in ciascun quarto d'ora come differenza tra l'energia immessa dai punti d'interconnessione con la rete di trasmissione nazionale e l'energia prelevata dai medesimi punti. I valori energetici saranno corretti per opportuni coefficienti per tener conto delle perdite sulle reti di distribuzione e rendere tali valori omogenei rispetto ad un determinato valore di tensione indipendentemente dalla posizione del misuratore, in analogia alla tabella 4 del TIS.

La procedura, molto simile a quanto ad oggi avviene per il calcolo del PRA, sembrerebbe poter risolvere le criticità legate alle differenti misurazioni sui punti di interconnessione che non sono omogenee sulla rete nazionale (alcune misure poste a valle dei trafo, altre misurate direttamente sugli entra-esce dei punti di interconnessione) e garantire una certa stabilità nei flussi di cassa mensili, evitando eccessivi esborsi per i distributori poi solo successivamente compensati con la perequazione dei costi di trasmissione.

Il concetto di punto di interconnessione equivalente consente, se applicato ad una singola cabina primaria, di determinare l'effettivo impegno delle linee della RTN. Ad esempio si consideri il caso di una Stazione alimentata da una linea e alla cui sbarra siano presenti due trasformatori, come da figura seguente.



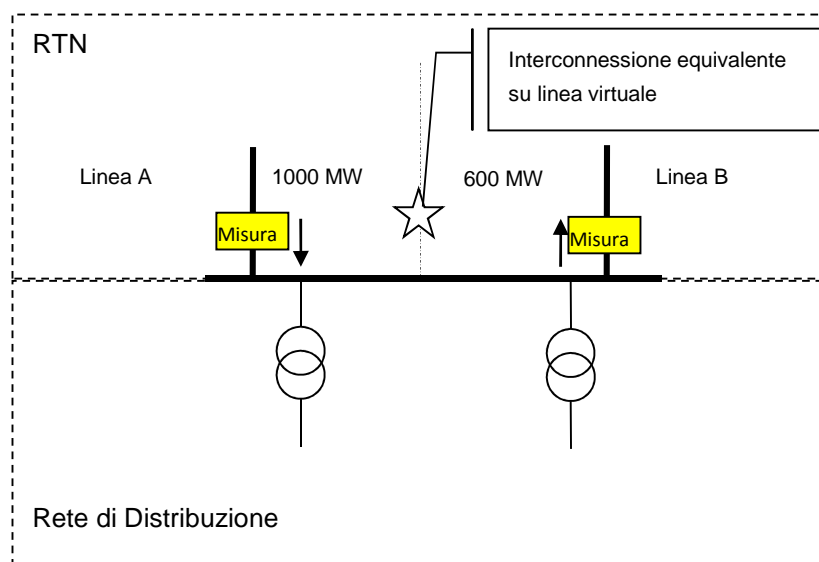
Ipotizziamo che le misure siano posizionate su ciascuno dei singoli trasformatori. Il valore di potenza determinato dalle singole misure risulterà maggiore, e solo in casi eccezionali, pari al valore che si sarebbe misurato sulla linea. Allo stato attuale vengono considerati come punti d'interconnessione le linee a valle della sbarra.

Rilevazione	Trasformatore A		Trasformatore B		Linea RTN (Punto equivalente A+B)	
	Energia kWh	Potenza kW	Energia kWh	Potenza kW	Energia kWh	Potenza kW
10:15	4.215,20	16.860,80	7.004,80	28.019,20	11.220,00	44.880,00
10:30	4.056,80	16.227,20	7.198,40	28.793,60	11.255,20	45.020,80
10:45	3.977,60	15.910,40	7.427,20	29.708,80	11.404,80	45.619,20
11:00	3.819,20	15.276,80	7.673,60	30.694,40	11.492,80	45.971,20
		16.860,80		30.694,40		45.971,20

*Il valore di potenza è determinato tramite il valore energetico di un quarto d'ora moltiplicato per quattro (Potenza prelevata TIT)*

La mancata contemporaneità dei picchi di prelievo rilevati nei singoli trasformatori determina un maggior valore di potenza 47.555,20 kW (somma delle singole potenze massime dei trasformatori) rispetto alla potenza effettiva erogata dalla RTN di 45.971.20 kW.

Tale metodologia risulta particolarmente utile nel rappresentare l'impegno di potenza della RTN nei casi di alimentazioni tramite linee entra/esci come rappresentata nella figura sottostante.



Il contributo della RTN in questa configurazione è determinato dalla differenza tra le due misurazioni effettuate, energia entrante misurata dalla linea A al netto dell'energia uscente dalla linea B e viceversa, Il risultato ottenuto diviene equivalente alla misura posta su un'unica linea alimentante la stazione. Ad esempio ipotizzando che il misuratore A rilevi 1.000 MW erogati dalla linea A e contemporaneamente, il misuratore B rilevi 600 MW ricevuti da dalla linea B, l'apporto della RTN nei confronti della rete di distribuzione è pari a 400 MW.

Il medesimo concetto, esteso all'intero insieme dei punti d'interconnessione, un solo punto d'interconnessione per area di riferimento, consentirebbe di rendere trasparente l'assetto impiantistico di alimentazione della rete di distribuzione. Si consideri ad esempio una rete alimentata da due stazioni, (Configurazione A) e la medesima rete alimentata da una sola stazione (Configurazione B). A pari rete il carico totale, derivante dai prelievi dei Clienti, è il medesimo. Estremizzando si ipotizzi per semplicità che il carico si mantenga costante a 500 MW e che per la configurazione A i primi quindici giorni il carico totale sia soddisfatto da una stazione e i rimanenti quindici giorni dall'altra. Il valore di potenza risultate per la Configurazione A calcolata sulle singole stazioni sarà di 1000 MW contro i 500MW della configurazione B. L'adozione del punto d'interconnessione equivalente ricondurrebbe in termini di impegno complessivo delle reti entrambe le configurazioni ad un valore di potenza di 500MW evitando eventuali fattori perequativi.

Considerando infine che, per la determinazione mensile del Prelievo Residuo d'Area, viene applicata una analoga metodologia, si propone l'utilizzo di tale convenzione anche per la determinazione mensile delle quota potenza ed quota energia nel calcolo dei corrispettivi mensili a carico delle imprese distributrici.

Anche al fine di intercettare le più recenti evoluzioni dei consumi, riteniamo preferibile che l'orizzonte temporale del driver sia triennale.